Prof. Jochum

DNV·GL

Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology

Sachverständige Überprüfung des Sicherheitsmanagements der Rheinland Raffinerie der Shell Deutschland Oil GmbH (SDO)

Abschlussbericht

Stand 07.04.2015

Hauptgutachter	Leitender Gutachter DNV GL	Leitender Gutachter Öko-Institut
Prof. Dr. Christian Jochum	**Dr. Jürgen Hofmann**	**Dipl.-Ing. Stefan Kurth**

Version	Datum	Art der Revision	Verantwortlich
01	09.03.2015	Finaler Entwurf	Gutachterteam
02	07.04.2015	Finaler Bericht	Gutachterteam

0 Inhaltsverzeichnis

0 Inhaltsverzeichnis 2
I Abbildungsverzeichnis 4
II Tabellenverzeichnis 5
III Abkürzungsverzeichnis 6
1 Zusammenfassung 9
1.1 Veranlassung und Ablauf der Überprüfung 9
1.2 Wesentliche Ergebnisse 9
2 Ausgangssituation und Veranlassung 15
3 Das Gutachterteam 17
4 Vorgehensweise 18
5 Prüfungsgrundlagen/Informationsquellen 21
6 Ergebnisse 22
6.1 Inhaltliche Prüfung der Sicherheitsberichte der Betriebsbereiche Godorf und Wesseling und der Abgleich mit der tatsächlichen Umsetzung. 22
6.2 Untersuchung des Sicherheitsmanagementsystems beider Standorte, incl. der Connect Pipeline und der gemeinsamen Schnittstellen (Anhang III StörfallV). 36
6.3 Untersuchung der Dokumentationen entsprechend den Vorgaben des Managementsystems. 60
6.4 Auswertung der Untersuchungsberichte von Sachverständigen nach § 29b BImSchG zu den Ereignissen an beiden Standorten ab 2000 (einschließlich des Brandes in der Raffinerie 2 (Anlage 3200) in Godorf am 23.03.2000) im Hinblick auf identische systematische Fehler. 65
6.5 Festlegung des weiteren Untersuchungsumfangs incl. Untersuchungstiefe, basierend auf der Grundlage der Ergebnisse von Ziffer 1. – 4. und zu den nachfolgenden Fragestellungen bzw. Schwerpunkten 70
6.6 Überprüfung, inwieweit die Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik aufgrund gesetzlicher Vorgaben, technischer Regelwerke und sonstigen Erkenntnisquellen unter Einbeziehung der Bereitstellung der erforderlichen Mittel durch das Management gesteuert wird. 70
6.7 Überprüfung des Change Managements (technisch) und der damit geregelten Verfahren zur Freigabe der Inbetriebnahmen. 75
6.8 Überprüfung des „Management of Organisational Change“ 82

6.9 Überprüfungen der Managementvorgaben zum Thema „Lernen aus Ereignissen“ im Hinblick auf die Umsetzung der Schlussfolgerungen aus den Ereignisanalysen. 88

6.10 Prüfung des internen Berichtssystems im Hinblick auf die Erfassung und Auswertung von Ereignissen/Betriebs-störungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung (Beinahe-Ereignisse). 88

6.11 Überprüfung der Beauftragung von Fremdfirmen im Hinblick auf die Aufgabenübertragung, Auswahlkriterien und die Sicherstellung der Sicherheits-anforderungen. 99

6.12 Überprüfungen des Prüfmanagements für die internen Prüfungen im Hinblick auf die Festlegung des Prüfumfangs, der Prüffristen, der Einhaltung der Prüffristen und der Durchführung der Prüfungen sowie die Dokumentation und Berichterstattung der Prüfergebnisse. 107

6.13 Überprüfung des Prüfmanagement für die externen Prüfungen im Hinblick auf die Beauftragung der erforderlichen Prüfungen und Nachprüfungen, die Durchführung und die Berichterstattung der Prüfergebnisse. 120

6.14 Untersuchung der Zusammenarbeit der internen Prüforganisation mit den externen zugelassenen Überwachungs-stellen (ZÜS) und Sachverständigen nach VAwS bezüglich der Beauftragung, Prüfungsdurchführung und der objektiven Bewertung der Prüfergebnisse. 120

6.15 Untersuchung der Wartung und Instandhaltung zu der Fragestellung einer ausreichenden Ausstattung, sach- und termingerechten Durchführung, insbesondere der Maßnahmen zur Beseitigung der Mängel, die bei Prüfungen festgestellt wurden. Bewertung der hierfür zur Verfügung stehenden Investitionen. 126

6.16 Überprüfung des Qualitätsmanagementsystems zu sicherheitsrelevanten Regelungsinhalten. 132

6.17 Überprüfung des Kommunikations-/Krisenmanagements einschließlich des Alarmmanagements und der Zusammenarbeit der Werkfeuerwehr mit anderen Feuerwehren. . 136

6.18 Sicherheitskultur 143

7 Zusammenfassung und Auflistung der Verbesserungsvorschläge 147

Anlage 1 Prüfungspunkte 160

Anlage 2: Informationen zu den Gutachtern 163

Anlage 3: Glossar 165

I Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 – Elemente der Überprüfung 16
Abbildung 2 – Ablauf der Überprüfung 20
Abbildung 3 - Einstufung der Szenarien mit dem Risikographen 29
Abbildung 4 - Zusammenhang zwischen ZK und SIL-Klasse 30
Abbildung 5 - Einstufung der Auditergebnisse (Rating der Audit Findings) (VA-1-005) 49
Abbildung 6 – Beispielhafte Risikomatrix 90
Abbildung 7 - Schematische Darstellung des Datenbanksystems zum Ereignis- und Aktionsmanagement 93
Abbildung 8 - Bow-Tie-Diagramm (nach dem Shell Standard DSM-2500003-RP-01) 127

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Sicherheitsberichte RR Nord Tabelle 2: Sicherheitsberichte RR Süd 24
Tabelle 3: Empfehlungen zu Arbeitspunkt 1 34
Tabelle 4: Ausschnitt aus “Rheinland Scorecard 2014 – Safety / Goal Zero“ 50
Tabelle 5: Verbesserungsvorschläge zum Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV 58
Tabelle 6: Verbesserungsvorschläge zur Dokumentation des SMS 64
Tabelle 7: Untersuchungen nach §29a BImSchG 66
Tabelle 8: Ursachenbereiche für die Schadensereignisse nach den Untersuchungen nach §29a BImSchG 68
Tabelle 9: Verbesserungsvorschläge zum Thema „Auswertung der Untersuchungsberichte von Sachverständigen“ 69
Tabelle 10: Verbesserungsvorschläge zur Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik 74
Tabelle 11: Verbesserungsvorschläge zum Technischen Veränderungsmanagement 80
Tabelle 12: Verbesserungsvorschläge zum Organisatorischen Veränderungsmanagement 87
Tabelle 13: Verbesserungsvorschläge zum Thema „Umsetzung von Schlussfolgerungen aus Ereignisanalysen“ 97
Tabelle 14: Verbesserungsvorschläge zum Thema Erfassung und Auswertung von Ereignissen/Betriebsstörungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung 98
Tabelle 15: Verbesserungsvorschläge zum Fremdfirmenmanagement 104
Tabelle 16: Empfehlungen zu den Internen Prüfungen 118
Tabelle 17: Empfehlungen zu den externen Prüfungen 124
Tabelle 18: Entwicklung des IH-Budgets der RR 129
Tabelle 19: Allgemeine Empfehlungen zur Instandhaltung 131
Tabelle 20: Verbesserungsvorschläge zum Kommunikations-/Krisenmanagement einschließlich des Alarmmanagements und zu der Zusammenarbeit der Werkfeuerwehr mit anderen Feuerwehren . 141
Tabelle 21: Zusammenfassung der Empfehlungen aus den Detailkapiteln 6.1 bis 6.18 147

III Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AA	Arbeitsanweisung
APL	Arbeitsplan
ATEX	Explosionsschutz-Direktiven der EU (von: ATmosphère EXplosibles)
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BSL	Betriebs-Schicht-Leiter
CAIR	Corrective Action Inspection Request
CCD	Corrosion Control Document
CES	Contractor Evaluation System
CL	Causal Learning
DEP	International gültige Design-Spezifikationen von Shell
DFO	Daily Focused Operator
DMS	Downstream Manufacturing Standard
EI	Equipment Integrity
EN-I	Engineering - Inspektionen (Engineering-Abteilung bei Shell)
ESP	Ensure Safe Production
FAM	Fountain Assurance Managementsystem
FIM	Fountain Incident Management
FO	Formblatt
GAME	Global Asset Management Excellence
HAZOP	Hazard and Operability Study (Form der Gefährdungsanalyse)
HEMP	Hazard and Effects Management Process
HPI	High Potential Incident
HSE	Health, Safety and Environment
HSSE	Health, Safety, Security & Environment
IDMS	Inspection Data Management System
IHB	Instandhaltungsbudget
IMS	Integriertes Managementsystem
IPF	Instrumented Protective Function
KAS	Kommission für Anlagensicherheit
KK	Korrosionskreis
KKS	Kathodischer Korrosionsschutz
KPI	Key Performance Indicator
LFI	Learning from Incidents
LKS	Lokaler Kathodischer Korrosionsschutz
LOPA	Layer of Protection Analysis
LOPC	Loss of Primary Containment
MEI	Maintenance Efficiency Index
MM	Manufacturing Manager

Abkürzung	Bedeutung
MoC	Management of Change
MTA	Mitigate Threats to Availability
MTO	Mensch-Technik-Organisation
MTTF	Mean Time To Failure
OMC	Operational Maintenance Coordinator
OSEI	Onstream-Ersatz-Inspektion
OSI	On Stream Inspection
PDT	Planned downtime
PGU-T	Projektgenehmigungsumläufe-Technik
PLT	Production Leadership Team
PLT	Prozessleittechnik
PQ	Produktqualität
PSI	Process Safety Improvement
PSP	Production Specialist
PSU	Production Supervisor
PU	Production Unit (Produktionseinheit; Betrieb)
PUMA	Production Unit Manager
QHSE	Quality, Health, Safety and Environment
QM	Qualitätsmanagement
RAM	Risk Assessment Matrix
RBI	Risiko-Basierte Inspektion
RCM	Reliabily Centered Maintenance
RD	Raffineriedirektor
RK	Risikoklassen
ROGA	Risikoorientierte Gefahrenanalyse
RPR	Rohrleitungsprogramm Rheinland
RR	Rheinland Raffinerie
RRM	Risk & Reliability Management
RR-Nord / RRN	Rheinland Raffinerie Nord - Standort Godorf
RR-Süd / RRS	Rheinland Raffinerie Süd - Standort Wesseling
SCC	Sicherheits Certifikat Contraktoren
SDO	Shell Deutschland Oil GmbH
SI	Significant Incident
SIL	Sicherheitsintegritätslevel (Safety Integrity Levels)
SIS	Safety Instrumented Systems
SLT	Site Leadership Team
SM	Safeguarding Memorandum
SMS	Sicherheitsmanagementsystem
S-RBI	Shell-Risk Based Inspection
TRW	Technisches Regelwerk
TRwS	Technische Regel wassergefährdender Stoffe

Abkürzung	Bedeutung
TS	Technology and Services
TSL	Product Quality Assurance
TSW	Technischer Standard - Werke
UPDT	Unplanned downtime
VA	Verfahrensanweisung
VAwS	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
WA	Werksanweisung
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WPL	Wartungsplan
ZK	Zuverlässigkeitsklassen
ZÜS	Zugelassene Überwachungsstelle

1 Zusammenfassung

1.1 Veranlassung und Ablauf der Überprüfung

In der Rheinland Raffinerie der Shell Deutschland Oil GmbH mit den Standorten Köln-Godorf und Wesseling ist es insbesondere seit 2012 zu einer signifikanten Häufung von Ereignissen im Bereich der Anlagensicherheit gekommen (Brände, Explosionen, Stoffaustritte). Das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW und die Bezirksregierung Köln hielten es daher für erforderlich, das Sicherheitsmanagement der Rheinland Raffinerie insgesamt auf grundsätzliche Schwachstellen zu überprüfen. Dies wurde von der Bezirksregierung mit Datum vom 19.05.2014 angeordnet.

Die Überprüfung wurde von Mai bis Dezember 2014 durchgeführt unter Leitung von Prof. Dr. Christian Jochum, dem langjährigen Vorsitzenden der Kommission für Anlagensicherheit beim Bundesumweltministerium, durch das Öko-Institut e. V. und das internationale Beratungsunternehmen DNV GL. Grundlage der Überprüfung war die von der Bezirksregierung erlassene Ordnungsverfügung. Den dort aufgelisteten Prüfpunkten wurde mit Hilfe von über 20 Präsentationen, in denen seitens der Rheinland Raffinerie Prozesse, Zuständigkeiten und Maßnahmen erläutert wurden, und über 100 Interviews, die mit Shell-Mitarbeitern, Betriebsräten und Kontraktoren geführt wurden, sowie umfangreicher Auswertung von Dokumenten nachgegangen. Die Rheinland Raffinerie hat die Überprüfung uneingeschränkt unterstützt. Informationen wurden auch von externen Beteiligten (z.B. Kommunen, öffentliche Feuerwehren) und Interessengruppen (z.B. BUND, Nachbarn) eingeholt. In verschiedenen Gesprächen wurden mit Vertretern dieser Gruppen beispielsweise Fragen des Notfallschutzes und der Krisenkommunikation erörtert. Zusätzlich wurde eine spezielle E-Mail – Adresse eingerichtet, über die auf Wunsch auch vertrauliche Informationen gegeben werden konnten.

Die Gutachter bestätigen, dass es sich um eine unabhängige Untersuchung handelt, die nach bestem Wissen und Gewissen und frei von Ergebnisweisungen, durchgeführt wurde.

1.2 Wesentliche Ergebnisse

Die Überprüfung führte zu folgenden wesentlichen Erkenntnissen und Empfehlungen. Eine ausführliche Darstellung aller Ergebnisse erfolgt im Kapitel 6 des vorliegenden Gutachtens.

- **Kein einzelner, ereignisrelevanter Mangel, aber Optimierungspotential in vielen Bereichen des Sicherheitsmanagementsystems**
  Das Gutachter-Team stellt fest, dass zum Zeitpunkt der Überprüfung die gesetzlichen Anforderungen bezogen auf das Sicherheitsmanagementsystem eingehalten werden. Es konnte kein einzelner gemeinsamer Mangel, der als vordergründige Ursache für alle Ereignisse anzusehen ist, festgestellt werden. Gleichwohl sind einzelne Aspekte erkennbar, die ereignisübergreifend von Bedeutung waren. In verschiedenen Bereichen des Sicherheitsmanagementsystems wurden Schwachstellen identifiziert, die das Auftreten sicherheitsrelevanter Ereignisse als Konsequenz haben können. Eine solche Häufung von Ereignissen, wie sie in der Rheinland Raffinerie aufgetreten ist, ist ein Hinweis auf ein nicht ausreichend robustes Sicherheitsmanagementsystem. Die

Überprüfung ergab in diesem Zusammenhang eine Reihe von Ansatzpunkten zur Verbesserung des Sicherheitsmanagementsystems.

- **Sicherheitskultur auf allen Ebenen der Mitarbeiter weiter fördern**
  Während die Verfügbarkeit der Anlagen und die Arbeitssicherheit stets hohen Stellenwert hatten, führten kleinere Leckagen in der Vergangenheit offensichtlich nicht immer zu ausreichenden bzw. nicht zeitnah umgesetzten Maßnahmen. Verschiedene Hinweise einer beauftragten Person auf Defizite im Bereich des Sicherheitsmanagements sind im Management Review angesprochen worden, wurden aber nicht mit der wünschenswerten Priorität und Nachhaltigkeit bearbeitet. Die Häufung von Ereignissen, die vorgefundenen Schwachstellen im Sicherheitsmanagementsystem sowie Beobachtungen von Nachbarn und Mitarbeitern aus den zurückliegenden Jahren sind ein starker Hinweis darauf, dass jenseits der schriftlichen Vorgaben die gelebte Sicherheitskultur Defizite hatte. Unter dem Eindruck der Ereignisse und des Drucks der Behörden sowie der Öffentlichkeit hat das Management die Prioritäten klar definiert. Die angestoßenen Programme und Änderungen sowie insbesondere die deutliche Sensibilisierung der Mitarbeiter auf allen Ebenen haben das Sicherheitsbewusstsein inzwischen auf einen guten Stand gebracht. Es wird eine vordringliche Aufgabe für das Management sein, dieses Niveau auch dann zu halten, wenn der Druck durch Ereignisse nachlässt, und eine langfristige stabile Sicherheitskultur zu etablieren.

- **Die Rheinland Raffinerie hat auf die Ereignisse und die behördlichen Anordnungen reagiert**
  Nach dem gehäuften Auftreten von Ereignissen wurden bereits vor Beginn sowie während der Überprüfung eine Reihe organisatorischer Änderungen vorgenommen und Projekte angestoßen. Diese Maßnahmen, die zum Teil von der Bezirksregierung veranlasst wurden, sind – soweit das heute bereits beurteilt werden kann – geeignet dazu beizutragen, dass ein erneutes Auftreten gleichartiger Ereignisse verhindert wird. In der Überprüfung und den daraus im Folgenden abgeleiteten Aussagen sind sie berücksichtigt worden, soweit sie schon umgesetzt waren. Defizite aus der Vergangenheit waren daher zum Teil nicht mehr feststellbar.

- **Sicherheitsberichte und Sicherheitsmanagementsystem entsprechen grundsätzlich den gesetzlichen Anforderungen nach den Anhängen II und III der StörfallV**
  Die entsprechenden Dokumente werden für Wesseling aktuell überarbeitet, für Godorf ist der Überarbeitungsprozess nahezu abgeschlossen. Allerdings sind die meisten jetzt angestoßenen Maßnahmen in der Darstellung und Dokumentation des Sicherheitsmanagementsystems noch nicht enthalten und sollten ergänzt werden.

- **Mitarbeiter bei Sicherheitsbericht und Gefahrenanalyse stärker einbinden**
  Die zur Identifizierung und Bewertung potentieller Gefahren verwendete ROGA-Methodik erfüllt die Anforderungen der Störfallverordnung. Grundsätzlich ist auch die Hinzuziehung von externem Sachverstand positiv zu bewerten. Die bei der Anwendung der ROGA-Methodik genutzte Vorgehensweise der weitgehenden Vorbereitung der Inhalte durch einen externen Dienstleister birgt jedoch die Gefahr, dass Sachverstand, Erfahrung und Kreativität des Anlagenpersonals bei der Auffindung und Bewertung von potenziellen Gefahren nicht optimal genutzt werden.

- **Schnittstellen zwischen Sicherheitsstudien optimieren**
  Für verschiedene Anwendungsbereiche werden unterschiedliche Methoden der Sicherheitsbetrachtung eingesetzt. So ist die Studie zur Identifizierung und Bewertung potentieller Gefahren (ROGA) nur unzureichend verknüpft mit den beiden folgenden Studien zur Auslegung und Verifizierung der vorhandenen Sicherheitseinrichtungen (IPF Studie und Safeguarding Memorandum). Es entsteht somit viel Doppelarbeit und die Gefahr, dass vorhandene Erkenntnisse nicht konsequent in den Folgestudien genutzt werden. Falls eine Vereinheitlichung der Methoden aus Sicht der Rheinland Raffinerie nicht sinnvoll ist, sollten die Schnittstellen optimiert werden. Es ist verstärkt darauf zu achten, dass bei Gefahrenanalysen die hohe Vernetzung von Produktionsanlagen untereinander und mit der Infrastruktur berücksichtigt wird.

- **Systematische Nachverfolgung und Umsetzung von Änderungen in Gesetzen und Richtlinien sicherstellen**
  Aus der Überprüfung ergaben sich Hinweise darauf, dass in der Vergangenheit bei Shell Deutschland die Kapazitäten zur systematischen Nachverfolgung von Änderungen des Regelwerks zurückgefahren wurden. Bei der Auswertung der Ereignisse auf gemeinsame Ursachen stellte sich heraus, dass die wasserrechtlichen Anforderungen bei der Prüfung der Rohrleitungen nicht ausreichend berücksichtigt wurden. Die entsprechende Rechtsänderung war in der Rheinland Raffinerie nicht umgesetzt worden. Das System zur Nachverfolgung von Änderungen des Regelwerks wurde vor kurzem ergänzt. Die Wirksamkeit dieser neuen Maßnahmen sollte nach einiger Zeit kontrolliert werden. Mit der Bezirksregierung abgestimmte Programme zur Überprüfung und Sanierung sind abgeschlossen (Slops–Leitungen) bzw. laufen noch (Tank–Auffangräume).

- **Risikomanagement konsequent durchführen**
  Die Rheinland Raffinerie nutzt eine im Shell-Konzern eingeführte systematische Methode zum Risikomanagement auf Basis einer Einstufung in eine Risikomatrix (RAM – Risk Assessment Matrix) u. a. für die Durchführung von Änderungen, die Priorisierung von Investitionen oder die Auswertung von Ereignissen. Stichproben ergaben jedoch, dass diese Methode nicht in allen Bereichen in gleicher Weise und durchgängig angewendet wird. Beispielsweise werden im „Asset Master Plan“ als dem wesentlichen Steuerungsinstrument für Investitionen die potenziellen Projekte nur teilweise nach dem Risiko klassifiziert. Bei Projekten, die auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen abzielen, erfolgt diese Einstufung bei der Budget-Planung zunächst nicht, sondern erst später bei der Durchführung der Projekte. Allerdings ist den risikomindernden Projekten ein separates Budget zugewiesen, so dass eine Bevorzugung von Wirtschaftlichkeitsprojekten ausgeschlossen werden kann. Auch bei dem Verfahren zur Durchführung von Anlagenänderungen (PGUT), welches eine Risikobewertung vorsieht, wurden diesbezüglich Defizite festgestellt. Hier sollten Schulung und Kontrollen intensiviert und die Anwendung im Einzelfall verbessert werden.

- **Maßnahmen zur Sicherstellung und Verbesserung der Anlagensicherheit stärker vorausschauend angehen**
  Korrosion ist ein allgemein bekanntes Risiko für Anlagen der Mineralölindustrie. Wenngleich in der Rheinland Raffinerie in den letzten Jahren ein relativer Anstieg der präventiven Instandhaltungsaufwendungen festzustellen ist, steht das Reagieren auf erkannte Mängel noch deutlich im Vordergrund. Zusätzliche Instandhaltungsprogramme wurden durch die Ereignisse angestoßen

(dies war z. B. bei den Slops-Leckagen der Fall). Die bisherige Abarbeitung erfolgte bis auf wenige begründbare und von der Behörde akzeptierte Ausnahmen fristgerecht. Wir empfehlen, solche Programme und ganz allgemein Maßnahmen zur Erhöhung der Anlagensicherheit in Zukunft vorausschauend, d. h. ohne vorgängige Schadensereignisse aufzusetzen. Dies wurde mit den Instrumenten zur Planung von Inspektions- und Instandhaltungsmaßnahmen (S-RBI und RCM) angestoßen.
Das Gesamt-Instandhaltungsbudget der Rheinland Raffinerie hat sich in den letzten Jahren inflationsbereinigt nur unwesentlich verändert. Dies ist vor dem Hintergrund gleichzeitig durchgeführter Effizienzprogramme positiv zu bewerten. Die Einführung von neuen Methoden wie RCM und S-RBI haben in den letzten 10 Jahren dazu geführt, dass einige Instandhaltungsaktivitäten und Teile des Budgets jetzt dort eingesetzt werden, wo sie einen größeren Nutzen bringen als vor Einführung der oben genannten Methoden.

- **Überwachung der Rohrleitungen wurde verbessert, Sanierung angestoßen**
  Das für Raffinerien typische Korrosionsrisiko war bei der Überwachung der Slops-Leitungen nicht ausreichend abgedeckt worden. Das Prüfprogramm für Rohrleitungen wurde inzwischen intensiviert. Ein „Rheinland Programm Rohrleitungen“ zur umfassenden Überprüfung, Sanierung und Dokumentation der Rohrleitungen wurde in Absprache mit der Bezirksregierung gestartet. Die Prüforganisation der Rheinland Raffinerie wurde zum 01.08.2014 grundlegend umgestellt, die Wirksamkeit dieser Umorganisation sollte nach einiger Zeit kontrolliert werden.

- **Bestandsschutz abhängig vom Schadenspotential bewerten**
  Zu der folgenschweren Leckage der Kerosinleitung ist es trotz Einhaltung auch heute noch gültiger technischer Regeln gekommen. Sie hätte allerdings bei einer Ausführung des Korrosionsschutzes und der Leckageüberwachung mit den heutigen technischen Möglichkeiten auf wesentlich kleinere freigesetzte Stoffmengen begrenzt werden können. Unbeschadet der rechtlichen Möglichkeiten sollten bei der Entscheidung über die Inanspruchnahme bzw. Gewährung von Bestandsschutz auch das Risiko von Schadensereignissen mit großen Auswirkungen berücksichtigt und auf Basis einer Risikobetrachtung - dort wo notwendig - Maßnahmen zur Heranführung an den Stand der Technik vereinbart werden. Dieser Hinweis gilt nicht nur dem Betreiber sondern auch den Behörden, die grundsätzlich durch nachträgliche Anordnungen gemäß §17 BImSchG / §100 WHG eine Anpassung an den Stand der Technik bzw. an die anerkannten Regeln der Technik unter Beachtung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit auch für bestehende Anlagen fordern können.
  Durch das Projekt „Nordtrasse“ werden in den kommenden Jahren alle in der „Nordtrasse“ noch unterirdisch und einwandig verlegten Rohrleitungen, die wassergefährdende Stoffe enthalten, oberirdisch verlegt.

- **Qualifikation der Mitarbeiter und Führungskräfte sicherstellen**
  Im Rahmen der Überprüfung wurde sowohl in den Betrieben als auch in Fachabteilungen oft überdurchschnittlich qualifiziertes Personal angetroffen. Weiterbildungsmaßnahmen wurden auch nach Aussage des Betriebsrats nicht gekürzt. Dennoch wurde auch im Bereich der Qualifizierung Optimierungspotenzial identifiziert: Die hohe Arbeitsbelastung sowie (besonders aktuell) viele Projekte und viele Änderungen, die zusätzlich zur „normalen“ Betriebsführung abzuwickeln

sind, führen dazu, dass in einigen Fällen bei der Neubesetzung von Positionen nicht genügend Zeit für angemessene Qualifizierung und Einarbeitung blieb.
Im globalen Shell-Konzern wechseln Führungskräfte üblicherweise alle 4 bis 6 Jahre ihre Position. Dies wird von den Mitarbeitern in den Betrieben kritisch gesehen im Hinblick auf spezifische Fachkenntnisse, Kontinuität und Identifikation mit dem Betrieb. Ausreichende Überlappungs- und Einarbeitungszeiten sind nicht immer gegeben. Auch außerhalb der Betriebe können häufige Wechsel in Führungspositionen des zentralen Managements die Umsetzung nachhaltiger Veränderungen erschweren. Entsprechende Verbesserungsmaßnahmen wurden inzwischen bereits eingeleitet.

- **Verbesserungen hinsichtlich des Einsatzes von Kontraktoren langfristig sichern**
  Den Gutachtern lag ein detaillierter Hinweis aus dem Jahr 2008 vor, dass die Auswahl von Kontraktoren (Fremdfirmen) deutlich unter Kostenaspekten erfolgte und ihre Arbeit nicht ausreichend kontrolliert wurde. Auch sei es zu relativ häufigem Wechsel von Fremdfirmenmitarbeitern gekommen.
  Die Rheinland Raffinerie hat mit verschiedenen Maßnahmen das Kontraktorenmanagement verbessert. Nach heutigem Stand erfolgt die Auswahl und Bewertung systematisch und erfahrungsbasiert. Auf langjährige Zusammenarbeit wird Wert gelegt, ein Großteil der Kontraktoren ist seit vielen Jahren für Shell tätig. Ein System der Einweisung und Unterweisung ist vorhanden und wird gelebt. Das neue Safety Center wird von den Kontraktoren als vorbildlich wahrgenommen. Diese Verbesserungen gilt es langfristig sicherzustellen.

- **Erfassen und Auswerten von Ereignissen optimieren**
  Die systematische Auswertung eigener und fremder Ereignisse sowie das Lernen aus Ereignissen auch unterhalb der Meldeschwelle sind eine wesentliche Voraussetzung für den Erhalt und die Weiterentwicklung des Sicherheitsniveaus. Die Rheinland Raffinerie verfügt dazu über die Ereignisdatenbank (FIM / FAM) sowie individuelle Lösungen vor Ort, die in der Summe zur Erfassung und Auswertung von Ereignissen, zur Nachverfolgung von Maßnahmen und für den globalen Erfahrungsaustausch im Shell-Konzern eingesetzt werden. Damit erfolgt eine breite Streuung von Informationen. Die Nutzung und Akzeptanz der Ereignisdatenbank vor Ort könnte durch eine bessere Kommunikation der Nutzung von FIM in die PUs hinein verbessert werden. Die Erfassungsschwelle für Beinahe-Ereignisse im FIM-System wird unterschiedlich interpretiert und sollte klarer definiert werden.

- **Die Kommunikation mit Nachbarn und Gefahrenabwehrbehörden weiter optimieren**
  Sowohl von Nachbarn als auch von öffentlichen Feuerwehren wurde kritisiert, dass die Rheinland Raffinerie bei Störungen und Ereignissen zu spät, nicht ausreichend und nicht vollständig informiert hätte.
  Hier hat in der Rheinland Raffinerie ein Umdenken im Sinne einer aktiveren Informationspolitik stattgefunden, das es auf allen Ebenen der Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation zu verfestigen gilt. Die Rheinland Raffinerie sollte die Initiative ergreifen, gemeinsam mit den zuständigen Behörden und den benachbarten Chemieunternehmen weitere Möglichkeiten zur Information und zum Schutz der Nachbarn bei Störungen und Störfällen auszuloten. Dazu gehört auch, dass über den bisherigen Umfang der Gefahrenabwehrplanung hinaus sensible Objekte wie Verbrau-

chermärkte und ein Flüchtlingswohnheim durch schnelle und gezielte Informationen in die Lage versetzt werden müssen, angemessen zu reagieren. Das System der Notfallmanager wird grundsätzlich positiv bewertet, Ausbildung und Schulung/Übung sind jedoch zu intensivieren.

- **Überforderung der Mitarbeiter verhindern**
  Die bereits angestoßenen Maßnahmen haben zu einer erheblichen Belastung der Organisation geführt. Diese Situation kann durch die hier gemachten Vorschläge vorübergehend weiter verschärft werden. Es muss darauf geachtet werden, dass dies nicht zu einer Überforderung der Mitarbeiter führt. Bei der Einführung neuer Prozesse und Zuweisung neuer Aufgaben muss auf eine angemessene Vorbereitung und Unterstützung bei der Implementierung geachtet werden. Schnittstellen mit anderen Organisationseinheiten und Aufgaben sollten berücksichtigt werden, um Synergien zu nutzen und Doppelarbeit zu vermeiden und dadurch zur Entlastung beizutragen. In einigen Fällen wird eine personelle Verstärkung erforderlich sein.

- **Den langfristigen Erfolg der Maßnahmen sicherstellen**
  Die Vielzahl neuer Maßnahmen und Regelungen sollte im Hinblick auf ihre Wirksamkeit überprüft werden. Neben einer ständigen Beobachtung durch die Raffinerieleitung und die Bezirksregierung als Aufsichtsbehörde wird ein externes Review nach ca. 3 Jahren empfohlen.

Abschließend kann festgestellt werden, dass aus Sicht der Gutachter mit der Weiterführung der bereits angestoßenen und Umsetzung der hier vorgeschlagenen Maßnahmen die Voraussetzungen dafür gegeben sind, die Rheinland Raffinerie sicher und im Einklang mit den Vorschriften zu betreiben. Management und Führungskräften auf allen Ebenen der Rheinland Raffinerie muss bewusst sein, dass ihre Vorbildfunktion entscheidend für die effektive Umsetzung und den langfristigen Erfolg dieser Maßnahmen ist.

Störfälle, umweltrelevante Ereignisse und Beeinträchtigungen der Nachbarn können dennoch nicht vollständig ausgeschlossen werden. Eine Häufung von Ereignissen wie in den vergangenen Jahren ist aber erheblich unwahrscheinlicher geworden. Auch für den Umgang mit dennoch auftretenden Ereignissen wird eine deutliche Verbesserung erwartet.

2 Ausgangssituation und Veranlassung

Die Rheinland Raffinerie der Shell Deutschland Oil GmbH (SDO) besteht aus zwei Standorten (Nord/Godorf und Süd/Wesseling), die jeweils als Betriebsbereiche den erweiterten Pflichten der StörfallV unterliegen. In beiden Standorten ist es insbesondere seit 2012 zu einer signifikanten Häufung von Ereignissen im Bereich der Anlagensicherheit gekommen (Brände, Explosionen, Stoffaustritte), die auch zu einer erheblichen Beunruhigung der Nachbarschaft geführt haben. Das Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW und die Bezirksregierung Köln[1] hielten es daher für erforderlich, das Sicherheitsmanagement der Rheinland Raffinerie insgesamt auf grundsätzliche Schwachstellen zu überprüfen. Dies wurde von der Bezirksregierung mit Datum vom 19.05.2014 angeordnet. Die Rheinland Raffinerie unterstützte diese Überprüfung als eine Möglichkeit, die bestehenden Systeme aktiv zu verbessern.

Ziel der sicherheitstechnischen Prüfung war es festzustellen, ob der Schutz vor Gefahren für die Nachbarschaft oder die Allgemeinheit durch die Beschaffenheit oder die Betriebsweise der Anlagen bei möglichen, nicht bestimmungsgemäßen Ereignisabläufen gewährleistet ist. Die Überprüfung sollte sich u.a. auf den Zustand einzelner Anlagenteile, auf das Funktionieren sicherheitstechnischer Einrichtungen oder auf mögliche Störungen des bestimmungsgemäßen Betriebs oder auf Vorkehrungen zur Begrenzung von Störfallauswirkungen beziehen. Dazu zählen insbesondere die hierzu vom Betreiber im Sicherheitsmanagementsystem getroffenen Festlegungen.

Konkretisiert wurden die Untersuchungsinhalte in einer Anlage zur Ordnungsverfügung, die in Gesprächen zwischen Land, Rheinland-Raffinerie und den Gutachtern in einigen Punkten ergänzt wurde. **Anlage 1** zu diesem Bericht listet diese Aufgaben und ihre Zuordnung zu federführenden Gutachtern auf. Punkte, die über die Ordnungsverfügung hinausgehen, sind kursiv geschrieben. Das Land und die Gutachter (mit Zustimmung des Landes) hatten sich die Möglichkeit offen gehalten, die Untersuchungsinhalte auf Grund von Erkenntnissen im Verlauf der Untersuchung sowie von Hinweisen von Interessenvertretern (z.B. Nachbarn, benachbarten Kommunen, Umweltorganisationen etc.) zu erweitern. Hiervon musste nicht Gebrauch gemacht werden, die vorgegebenen Untersuchungsinhalte erwiesen sich als umfassend und sachgerecht.

Die Untersuchung begann am 5. Mai 2014 und wurde im Januar 2015 abgeschlossen. Die folgende Abbildung verdeutlicht ihren Aufbau:

[1] Im folgenden Text werden diese beiden Stellen als „Land“ bezeichnet, falls keine spezifische Zuordnung erforderlich ist.

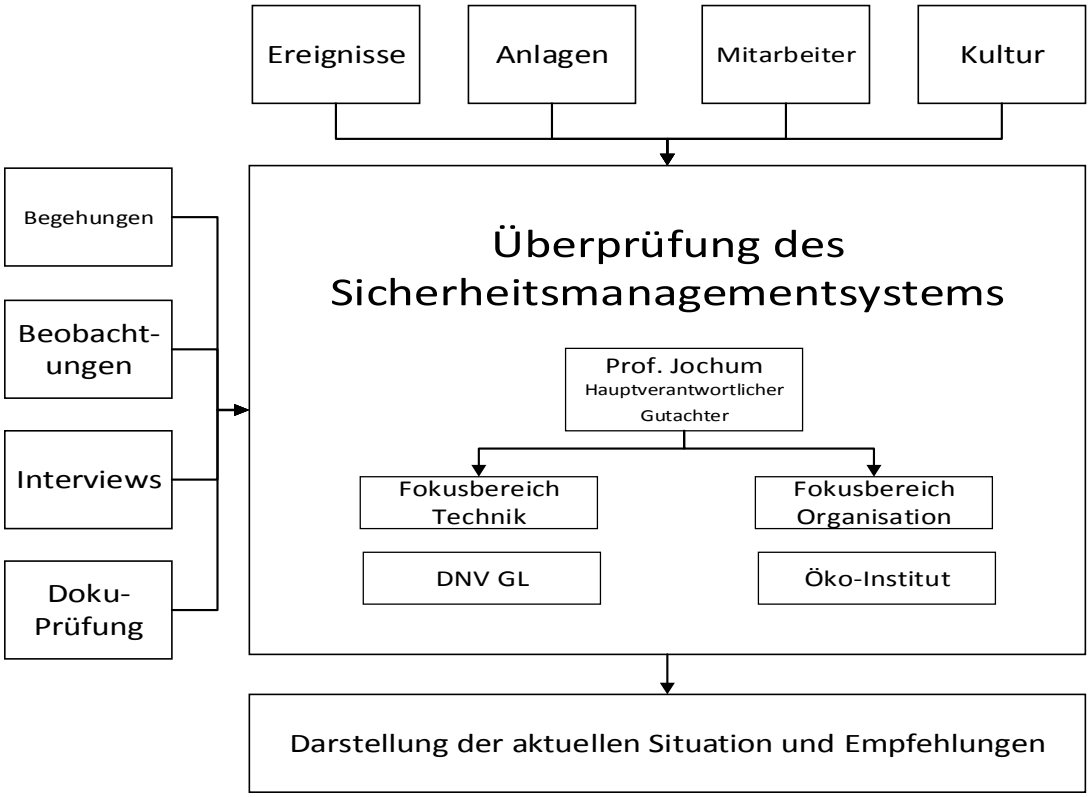

Abbildung 1 – Elemente der Überprüfung

3 Das Gutachterteam

Als „hauptverantwortlicher Gutachter“ im Sinne der Ordnungsverfügung wurde Prof. Dr. Christian Jochum vom Land vorgeschlagen und von der Rheinland Raffinerie am 14.03.2014 beauftragt. Von ihm wurden verschiedene Gutachterorganisationen identifiziert, die für diese Überprüfung geeignet erschienen. Maßgeblich für die Auswahl der Gutachter waren Fachkompetenz, Erfahrung, Unabhängigkeit und ausreichende Leistungsfähigkeit, um den ambitionierten Zeitplan einzuhalten. Außerdem sollten im Team Sachverständige nach § 29b BImSchG und nach VAwS vertreten sein. Im Einvernehmen mit dem Land und Jochum wurden Ende April 2014 das Unternehmen DNV GL und das Öko–Institut von der Rheinland Raffinerie beauftragt. Nähere Informationen zu den Organisationen und Gutachtern befinden sich in **Anlage 2**.

Wie **Anlage 1** zu entnehmen ist, übernahm DNV GL die stärker technisch ausgerichteten Teile der Untersuchung. Das Öko-Institut bearbeitete schwerpunktmäßig die Aspekte Sicherheitsmanagementsystem und Sicherheitskultur. Jochum übernahm die Überprüfung des Kommunikations-/Krisenmanagements einschließlich der Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation. Die Kompetenz und Erfahrung der Gutachter ist nicht auf die oben angegebenen Schwerpunkte begrenzt. Hierdurch wurde gewährleistet, dass verschiedene Sichtweisen in die Begutachtung einfließen können. Verantwortlich für die Koordination der Überprüfung ist Jochum als „hauptverantwortlicher Gutachter“.

4 Vorgehensweise

In der 1. Phase der Überprüfung, die den Punkten 1-5 der **Anlage 1** und den Abschnitten 6.1–6.5 dieses Berichts entspricht, lagen die Schwerpunkte bei der Prüfung der Sicherheitsberichte nach Anhang II StörfallV, des Sicherheitsmanagementsystems nach Anhang III StörfallV („Grundsätze für das Konzept zur Verhinderung von Störfällen und das Sicherheitsmanagementsystem"), des Krisenmanagementsystems und der Auswertung der Untersuchungsberichte der Sachverständigen zu den Ereignissen ab 2000. Die Gutachter wurden in einer Reihe von Präsentationen und Fachgesprächen über die aus Sicht der Rheinland Raffinerie wesentlichen Aspekte des Sicherheitsmanagementsystems informiert. Neben der Prüfung, ob die Organisation und die Dokumentation den gesetzlichen Vorgaben und guter Praxis entspricht („dokumentierte Organisation"), wurden hier Umfang und Tiefe der weiteren Untersuchungen (Phase 2) zu den in Anlage 1 genannten Fragestellungen festgelegt.

In dieser Phase 2 (Punkte 6-18 der **Anlage 1** und Abschnitte 6.6–6.18 dieses Berichts) wurde die „gelebte Organisation" untersucht. Für beide Werksteile wurden je 7 Anlagen identifiziert, die genauer untersucht wurden. Dabei wurde sichergestellt, dass möglichst viele unterschiedliche Anlagentypen in die Auswahl aufgenommen wurden, ohne den zeitlichen Rahmen der Überprüfung zu sprengen. Für diese Auswahl wurden die nachfolgend genannten Kriterien festgelegt:

- Unterschiedliche Anlagentypen und -größen
- Unfallhäufigkeit (viele und wenig Ereignisse im Sinne dieser Überprüfung),
- Art der gefährlichen Stoffe und des Gefahrenpotentials (hohes und niedrigeres Gefahrenpotential) und
- Änderungshäufigkeit (viele und wenig technische bzw. organisatorische Änderungen).

Für die ausgewählten Anlagen (jede Auswahlkategorie umfasst mindestens zwei Anlagen) wurde von DNV GL detailliert nachvollzogen, wie die Risiken in der Anlage und die daraus resultierenden, erforderlichen sicherheitstechnischen Maßnahmen identifiziert wurden. Die verwendete Methodik ROGA (Risikoorientierte Gefahrenanalyse) und ihre Durchführung wurde im Vergleich zu anderen Verfahren, wie z.B. HAZOP, bewertet. Darüber hinaus wurden die störfallbegrenzenden Maßnahmen aus dem entsprechenden anlagenbezogenen Sicherheitsbericht identifiziert und die zugrundeliegende Sicherheitsbetrachtung analysiert. Die Umsetzung der identifizierten Sicherheitsmaßnahmen wurde schließlich in jeder Anlage in einem technischen Audit stichprobenweise überprüft um sicherzustellen, dass die aus der ROGA und dem Sicherheitsbericht abgeleiteten Maßnahmen auch tatsächlich in der Praxis umgesetzt wurden und geeignet sind, die in der ROGA-Analyse identifizierten Störfallszenarien zu verhindern. Zusätzlich wurden auch die Schnittstellen zur Prüfung des Sicherheitsmanagementsystems gemäß Anhang III der StörfallV mit in die Bewertung einbezogen.

Vom Öko-Institut wurde die Darstellung des Sicherheitsmanagementsystems im allgemeinen Teil der Sicherheitsberichte geprüft. Es gibt ein gemeinsames Sicherheitsmanagementsystem für die Betriebsbereiche an beiden Standorten der Rheinland Raffinerie. Ausgewertet wurde der thematische Umfang der Darstellung sowie der Inhalt entsprechend den Anforderungen aus Anhang III der StörfallV. Näher untersucht wurde auch, wie übergeordnete Vorgaben des Sicherheitsmanagementsystems in nachgeordneten Regelungen umgesetzt werden.

Das Verständnis des Sicherheitsmanagementsystems der Rheinland Raffinerie war eine entscheidende Vorbedingung für die Auswertung der Sachverständigen-Gutachten nach § 29b BImSchG zu den Ereignissen an beiden Standorten ab 2000 (einschließlich des Brandes in der Raffinerie 2 (Anlage 3200) in Godorf am 23.03.2000. Dabei wurde insbesondere auf systematische Fehlerursachen in den Prozessen und im Sicherheitsmanagement geachtet. Ein Schwerpunkt der Analyse lag auf der Vorgehensweise zur Festlegung von Sicherheitsmaßnahmen in den betroffenen Anlagen. Ein weiterer Schwerpunkt der Analyse wurde auf systematische Fehlerursachen gelegt. Das Ergebnis der Auswertung der Untersuchungsberichte ging als ein weiterer Input ein in die Schwerpunktthemen der technischen Audits in den ausgewählten Anlagen und die vertiefte Überprüfung des Sicherheitsmanagementsystems und dessen Dokumentation.

Das Notfall- und Krisenmanagement sowie die Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation und die Krisenkommunikation wurde durch Interviews mit den Zuständigen der Rheinland Raffinerie und die Auswertung von Vorgabe-Dokumenten geprüft. Insbesondere wurden die Abläufe in einigen der Schadensfälle hinterfragt. Auf Basis dieser Informationen wurden in Phase 2 Nachbarn und Umweltorganisationen als Adressaten der Krisenkommunikation und Vertreter der externen Schnittstellen (insbes. öffentliche Feuerwehren) befragt. Ein weiterer Schwerpunkt war die Bewertung von Ausbildung und Training von Schlüsselfunktionen im Notfallmanagement (Betriebsschichtleiter, Notfallmanager) sein.

Durch Interviews mit Mitarbeitern aller Ebenen, soweit von den Mitarbeitern gewünscht auch unter Einbeziehung des Betriebsrats, sowie mit Mitarbeitern von Fremdfirmen wurde geprüft, ob die Vorgaben des Sicherheitsmanagementsystems, der Sicherheitsberichte und des Notfall-/Krisenmanagementsystems organisatorisch und technisch vor Ort umgesetzt sind. Die Befragten hatten bei den Interviews stets die Möglichkeit offen zu sprechen und eine Begleitung ihrer Wahl hinzuziehen (z.B. Betriebsrat, Kollegen, Mitarbeiter aus der Abteilung für Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz). Insbesondere wurden auch die Erkenntnisse aus der Auswertung der Sachverständigengutachten zu den Ereignissen berücksichtigt sowie Hinweise von Außenstehenden (Nachbarn, Umweltorganisationen, kommunalen Behörden etc.). Die Öffentlichkeit wurde in die Überprüfung durch das Angebot der Gutachter über eine neutrale Emailadresse, Informationen oder Hinweise zu schicken, einbezogene. Zusätzlich wurden gezielt Gespräche mit lokalen Akteuren (z.B. Öffentliche Feuerwehr) geführt. Darüber hinaus wurden im Verlaufe der Überprüfung insgesamt drei Informationsveranstaltungen in den Räumlichkeiten der Rheinland Raffinerie unter Anwesenheit der Gutachter durchgeführt, um alle Stakeholder über den Fortgang der Überprüfung zu informieren.

Die Rheinland Raffinerie hat die Gutachter umfassend und offen informiert und wurde von diesen in regelmäßigen Besprechungen über den Verlauf der Überprüfung auf Stand gehalten. Als Konsequenz aus den Ereignissen wurden von der Rheinland Raffinerie bereits eine Reihe Projekte angestoßen, die in der Bewertung berücksichtigt wurden. Der Betriebsrat der Rheinland Raffinerie war von Beginn an in die Überprüfung eingebunden. Das Land wurde über den Fortschritt und wesentliche Ergebnisse der Überprüfung ständig auf dem Laufenden gehalten. Im Sinne einer größtmöglichen Transparenz wurden über Ablauf und Stand der Überprüfung benachbarte Kommunen und weitere externe „Stakeholder“ (Industrie- und Umweltverbände, IG BCE) am 10.07. sowie am 30.10.2014 vom Gutachterteam umfassend informiert. Hierbei bestand auch Gelegenheit zu Anregungen hinsichtlich des Inhalts der Untersuchung. Am 24.03.2015 wurde in diesem Kreis der vorher übersandte Entwurf des Ab-

schlussberichts erläutert und zur Diskussion gestellt. Darüber hinaus wurde für alle, die die Rheinland Raffinerie seit Jahren kritisch begleiten oder als „Insider“ Informationen geben wollen, die E-Mail – Adresse „Shell-RR-Ueberpruefung@oeko.de“ eingerichtet, über die das Gutachter-Team direkt zu erreichen war (auf Wunsch auch vertraulich). Die Rheinland Raffinerie hat dies in einer Presseerklärung und als Nachbarschaftsinformation sowie in Rundschreiben gegenüber den Beschäftigten bekannt gemacht.

Ein Zwischenbericht wurde von den Gutachtern mit Datum vom 13.08.2014 erstellt und vom Land und der Rheinland Raffinerie öffentlich gemacht.

Die folgende Abbildung verdeutlicht den Ablauf der Untersuchung:

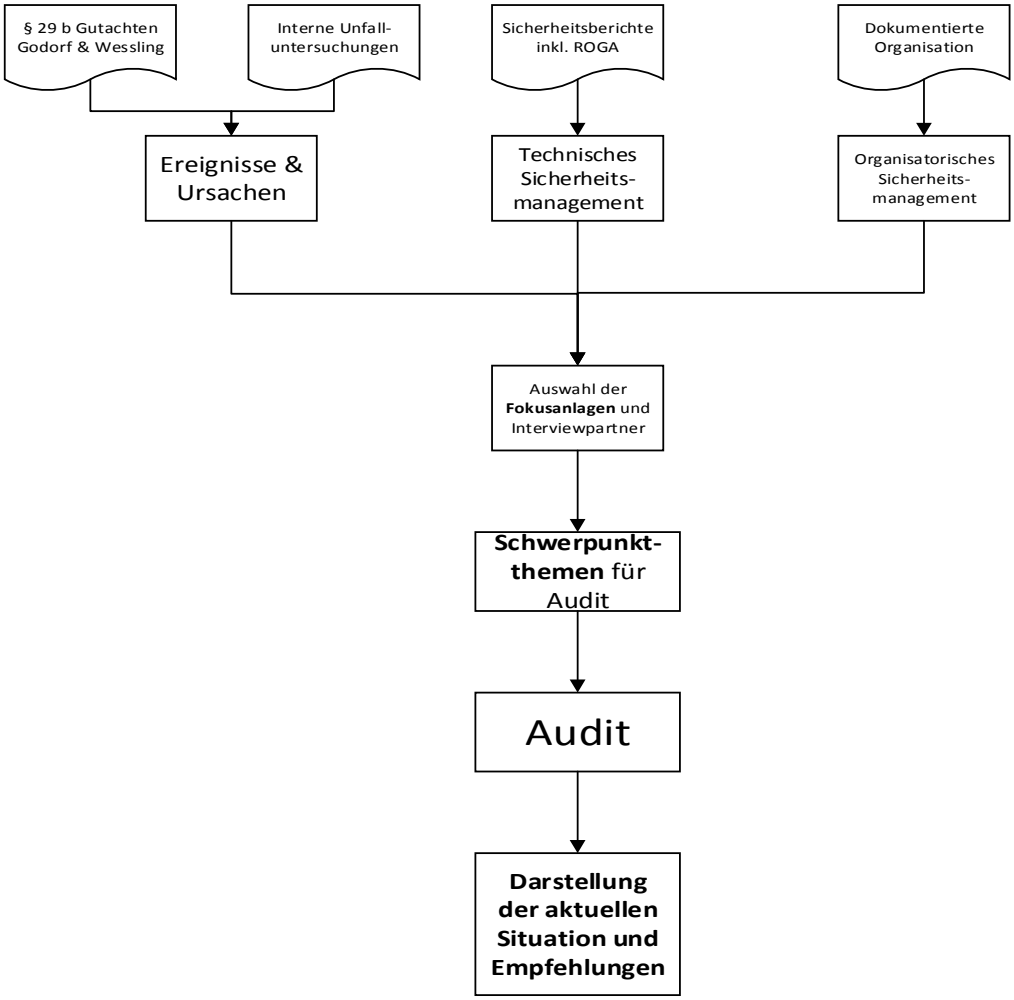

Abbildung 2 – Ablauf der Überprüfung

5 Prüfungsgrundlagen/Informationsquellen

Den Gutachtern wurden von der Rheinland Raffinerie und z.T. auch von der Bezirksregierung Köln alle für die Untersuchung erforderlichen Unterlagen zur Verfügung gestellt. In den einzelnen Prüfpunkten (Kapitel 6) werden die von den Gutachtern detailliert ausgewerteten Unterlagen benannt. Die organisatorischen Abläufe des Sicherheitsmanagementsystems wurden von den jeweiligen Verantwortlichen der Rheinland Raffinerie und des TÜV Rheinland den Gutachtern in über 20 Präsentationen detailliert erläutert.

Über 100 Interviews (Dauer jeweils 30 Minuten bis 2 Stunden) wurden mit Mitarbeitern der Rheinland Raffinerie und von Kontraktoren geführt. Bei diesen Interviews wurde es den Mitarbeitern frei gestellt, ob sie nur mit den Gutachtern sprechen wollen oder ob sie die Anwesenheit anderer Mitarbeiter der Rheinland Raffinerie oder des Betriebsrats wünschen. Auf die Möglichkeit, ggf. weitere Informationen vertraulich an die E-Mail – Adresse „Shell-RR-Ueberpruefung@oeko.de“ zu geben, wurde ausdrücklich hingewiesen.

Besonderer Wert wurde darauf gelegt, Informationen und Hinweise auch von externen Beteiligten (Kommunen, externe Feuerwehr, Umweltschutzorganisationen, Nachbarschaftsinitiativen, Nachbarn, Politikern) zu erhalten. Neben dem Gesprächsangebot in den Informationsveranstaltungen am 10.07.2014, 30.10.2014 und 24.03.2015 wurden verschiedene Institutionen und Personen von den Gutachtern gezielt angesprochen. Von der Möglichkeit, über die E-Mail – Adresse „Shell-RR-Ueberpruefung@oeko.de“ mit den Gutachtern direkt, ggf. anonym und vertraulich in Kontakt zu treten, wurde nur zweimal Gebrauch gemacht. Ein Hinweisgeber hatte sich bereits vor Einrichtung dieser E-Mail – Adresse an das Umweltministerium gewandt.

Weitere Angaben zu den Prüfungsgrundlagen werden, falls erforderlich, bei den einzelnen Prüfungsergebnissen in Abschnitt 6 gemacht.

6 Ergebnisse

Die Darstellung der Ergebnisse orientiert sich an dem ergänzten Aufgabenkatalog der Ordnungsverfügung (**Anlage 1**). Die einzelnen Punkten gliedern sich in

- Aktivitäten der Gutachter
- Sachstand
- Bewertung und Vorschläge

Eine zusammenfassende Bewertung wird in den Abschnitten 1 und 7 dieses Berichts vorgenommen.

6.1 Inhaltliche Prüfung der Sicherheitsberichte der Betriebsbereiche Godorf und Wesseling und der Abgleich mit der tatsächlichen Umsetzung.

6.1.1 Aktivitäten der Gutachter

Zu Beginn der Überprüfung wurden alle Sicherheitsberichte mit den dazugehörigen Dokumenten (z.B. Gefahrenanalysen, Fließbilder und Schemata, Werks- und Verfahrensanweisungen etc.) elektronisch an die Gutachter übermittelt. Dazu gehören u.a. folgende Unterlagen

- Sicherheitsberichte RR-Nord und RR-Süd inkl. Gefahrenanalyse und Zeichnungen
- VA-2-602C Risikomanagement – Hazard and Effects Management Process (HEMP)
- WA-2-305C Leitfaden Erstellung und Aktualisierung von Sicherheitsberichten / Gefahrenanalysen
- WA-4-806B Prüfung von HSE relevanten Mess- und Regeleinrichtungen (IPF)
- IPF Studie: SIS Requirements Specification – Safety Instrumented Systems DO15 (D015-MMP3, D015-061C), 2.4.1.3900.3, Rev. 524
- IPF Studie: SIS Requirements Specification – Safety Instrumented Systems D015 (D015-MMP3, D015-061C, D015-061D, 3.0, Rev. 12
- IPF Studie: SIS Requirements Specification – Safety Instrumented Systems D015 (D015-MMP7, D015-392A), 3.0, Rev. 12
- Auszüge aus dem Alarmmanagement: Variable Entity Report - PTC2507, Variable Entity Report - PTI2508I, Variable Entity Report - PTI2509I, Variable Entity Report - PTI2510I
- Cause and Effect Matrizen: 5-WM1032402WE0001.pdf, 5-AD1001350WA0004.pdf, 5-WM1032402WE0002.pdf

Darüber hinaus wurden den Gutachtern im Mai 2014 die aktuelle Situation, die Struktur, der Aufbau und die Vorgehensweise bei der Erstellung und Fortschreibung der Sicherheitsberichte durch Shell vorgestellt, wobei sowohl der generelle Ablauf als auch der Status spezifischer Projekte (bspw. PS-Doku zur Aktualisierung der Unterlagen in RR-Süd) thematisiert wurde.

Für die Überprüfung und der Darstellung des Konzepts zur Verhinderung von Störfallen und des Sicherheitsmanagementsystems im Sicherheitsbericht stand außerdem die Dokumentation des Mana-

gementsystems der Shell RR zur Verfügung, hier insbesondere: Management-Handbuch Rheinland Raffinerie mit Anhängen, Rev. K, 04/2013.

Die Gutachter haben im Verlauf der Überprüfung alle Sicherheitsberichte und die dazugehörigen Gefahrenanalysen auf formal-inhaltliche Richtigkeit geprüft und mit den Anforderungen des § 9 der Störfall-Verordnung abgeglichen, d.h. es wurde geprüft, ob die Sicherheitsberichte der RR folgende Punkte umfassen:

1. Ein Konzept zur Verhinderung von Störfällen und ein Sicherheitsmanagementsystem,
2. eine Ermittlung von Gefahren durch Störfälle sowie die Ermittlung von erforderlichen Maßnahmen zur Verhinderung derartiger Störfälle und zur Begrenzung ihrer Auswirkung auf Mensch und Umwelt,
3. eine Beschreibung, dass Auslegung, die Errichtung sowie der Betrieb und die Wartung sämtlicher Teile eines Betriebsbereichs ausreichend sicher und zuverlässig sind,
4. das Vorliegen von Alarm- und Gefahrenplänen und
5. das Bereitstellen von Informationen, damit die zuständige Behörde Entscheidungen über die Ansiedlung neuer Tätigkeiten oder Entwicklungen in der Nachbarschaft bestehender Betriebsbereiche treffen können.

Anforderungen an das Konzept zur Verhinderung von Störfällen sind in § 8 Störfall-Verordnung genannt. Anhang III zur Störfall-Verordnung beschreibt Grundsätze für das Konzept zur Verhinderung von Störfällen und das Sicherheitsmanagementsystem.

In einem weiteren Schritt wurde die Vorgehensweise bei der Erstellung einer Gefahrenanalyse überprüft, indem diese mit dem Entwickler der Methode diskutiert und eine der Sitzungen von den Gutachtern begleitet und bewertet wurde. Darüber hinaus wurden mehrere Analysen ausgewertet und offene Fragestellungen mit Shell diskutiert.

Die tatsächliche Umsetzung der in den Sicherheitsberichten beschriebenen technischen Schutzmaßnahmen wurde in verschiedenen Implementierungs-Dokumenten (z.B. Safeguarding Memorandum für Überdruckschutz, IPF Studie für PLT-Schutzausrüstung, etc.) geprüft.

Die Gutachter haben darüber hinaus mehrere Interviews mit relevanten Funktionen bei Shell geführt, um die tatsächliche Umsetzung der in den Sicherheitsberichten beschriebenen Schutzmaßnahmen zu verifizieren. In diesem Zusammenhang wurden die Mitarbeiter befragt, die für die Erstellung und Aktualisierung der Sicherheitsberichte, die Festlegung der Sicherheitsintegritätslevel (SIL) für PLT Schutzausrüstung (Prozessleittechnik) und die Auslegung von Sicherheitseinrichtungen gegen Überdruck (z.B. Sicherheitsventile, Berstscheiben, etc.) zuständig sind. Es wurden ebenso Gespräche mit den jeweils bei Shell für den Prozessablauf zuständigen Stellen geführt.

Gemäß Überprüfungsauftrag wurde im Rahmen der Untersuchung explizit keine technische Prüfung und Inspektion von Sicherheitseinrichtungen in den Anlagen durchgeführt.

6.1.2 Sachstand

Die Rheinland Raffinerie (RR) besteht aus 2 Werksteilen: dem Standort in Godorf (RR-Nord) und dem Standort in Wesseling (RR-Süd). Für beide Werksteile sind die Sicherheitsberichte in jeweils einen „allgemeinen Teil“ zum Sicherheitsbericht und mehrere „anlagenspezifische“ Teile aufgegliedert.

Im Werk RR-Nord sind die „anlagenspezifischen“ Teile der Sicherheitsberichte in Betriebs- und Anlagenbände aufgeteilt. Im Werk RR-Süd sind die „anlagenspezifischen“ Teile dagegen in sogenannte Teilsicherheitsberichte untergliedert. Die Sicherheitsberichte in RR-Nord wurden kürzlich komplett überarbeitet und haben alle einen Revisionsstand, der im Zeitraum zwischen 2012 und 2014 liegt. Die Sicherheitsberichte der RR-Süd befinden sich aktuell in der Aktualisierung, die voraussichtlich Mitte 2015 abgeschlossen sein wird. Die Struktur der Sicherheitsberichte und die Zuordnung zu den Betrieben in den beiden Werken ist in den nachfolgenden Tabellen 1 und 2 und dargestellt:

Tabelle 1: Sicherheitsberichte RR Nord

Sicherheitsbericht allgemeiner Teil						
Raff I	**Raff II**	**Konversion**	**Aromaten**	**Kraftwerk**	**Outside Plot**	**Terminal**
Betriebstriebsband	Betriebstriebsband	Betriebstriebsband	Betriebstriebsband	Betriebstriebsband	Betriebstriebsband	Betriebstriebsband
CDU I	DCU II	HTU III	TC II+III	Kraftwerk	Mogas	
Gastail I	HTU II	PF III	SHT	Utility	Verbin bindungsleit.	
HDS I	PF II	HVU III	TC	Fackel ckelfeld	Aromaten	
HVU I	HDS II	HCU-R	Sulfolan Ex		Avtur, DK	
SBU	HVU II	HCNS	BT		Rohöl	
	Gastail II ADIP II	ADIP	MBC		Hochviskose	
		CSI	ADIP		LPG	
		SWSIII			Hafen	
		MBC				

Tabelle 2: Sicherheitsberichte RR Süd

Sicherheitsbericht allgemeiner Teil						
MM-P8	**MM-P5**	**MM-P1**	**MMM-P39**	**MM-P64**	**MM-P7**	**Terminal**
Bau 280	Bau 90	Bau 8	Bau 277	Bau 24, 26, 75	Bau 372	Term Wes
Bau 341	Bau 93	Bau 353 – 367	Bau 187	Bau 301 – 310	Bau 390	
Bau 352, 296, 351		Bau 380 – 383, 16	Bau 313	Bau 29	Bau 392	
Bau 391-396			Bau 298	Bau 27		
			Bau 182	Bau 320		
			Bau 80			
			Bau 298			
			Bau 311			
			Bau 84 ff			
			Bau 66			
			Bau 48, 57 - 61			

Der „allgemeine“ Teil des Sicherheitsberichtes des Werkes RR-Nord umfasst:

0. Allgemeine Angaben zum Betriebsbereich
1. Sicherheitsmanagementsystem und Betriebsorganisation
2. Umfeld des Betriebsbereiches
3. Anlagenbeschreibung
4. Infrastruktur
5. Beschreibung der gefährlichen Stoffe
6. Beschreibung der sicherheitsrelevanten Anlagenteile
7. Ermittlung und Analyse der Risiken möglicher Störfälle
8. Analyse der Risiken von Störfällen, Auswirkungsbetrachtungen
9. Beschreibung der störfallverhindernden Maßnahmen
10. Beschreibung der auswirkungsbegrenzenden Maßnahmen
11. Maßnahmen zum Schutz der Beschäftigten (allgemein)
12. Ergebnisse des Sicherheitsberichtes

Das jeweilige Betriebsband (bestehend aus mehreren Anlagen) im Werk RR-Nord beinhaltet:

1. Zuordnung des Betriebes
2. Beschreibung der Anlage und des Verfahrens
3. Beschreibung der gefährlichen Stoffe
4. Beschreibung der sicherheitsrelevanten Anlagenteile (SRA)
5. Beschreibung der Gefahrenquellen
6. Angaben zu Störfallauswirkungen
7. Darlegung der störfallverhindernden und –begrenzenden Vorkehrungen

Die Anlagenbände in RR-Nord beinhalten:

1. Verfahrensbeschreibung und Gliederung der Einzelanlage aus sicherheitstechnischer Sicht zur Durchführung der Gefahrenanalyse
2. Beschreibung der Stoffe
3. Beschreibung der sicherheitsrelevanten Anlagenteile
4. Gefahrenanalyse

Der Aufbau des allgemeinen Teil des Sicherheitsberichtes in der RR-Süd umfasst:

1. Information über das Management und die Betriebsorganisation, Konzept zur Verhinderung von Störfällen und Sicherheitsmanagementsystem
2. Beschreibung des Standortes und seines Umfeldes
3. Beschreibung der Bereiche, die von einem Störfall betroffen werden könnten
4. Beschreibung des Betriebsbereiches
5. Verzeichnis der im Betriebsbereich vorhandenen gefährlichen Stoffe
6. Sicherheitsrelevante Betriebs- und Anlagenteile
7. Schutz- und Notfallmaßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen von Störfällen

Die *Darstellung des Konzepts zur Verhinderung von Störfällen und des Sicherheitsmanagementsystems* erfolgt im allgemeinen Teil der Sicherheitsberichte. Die Shell RR hat ein Integriertes Manage-

mentsystem (IMS) eingeführt, welches die gesamte RR (RR-Nord und RR-Süd) mit allen Betriebsbereichen umfasst. Das Sicherheitsmanagementsystem ist - neben anderen Managementaufgaben – integraler Teil des IMS. Die Darstellung des SMS ist in den aktuellen Fassungen der beiden Sicherheitsberichte (allgemeiner Teil) weitgehend identisch. Aufgrund der unterschiedlichen Revisionsstände der Sicherheitsberichte bestehen jedoch in einigen Punkten Abweichungen, die überwiegend von redaktioneller Art sind (Präzisierungen etc.).

Mit dem Sicherheitsbericht hat der Betreiber ein *Konzept zur Verhinderung von Störfällen* schriftlich formuliert, in dem die Grundsätze des Sicherheitskonzepts in folgenden Themenbereichen beschrieben sind:

- Unternehmenspolitik – Verhütung von Störfällen
- Gefahrenpotential des Betriebsbereiches
- Maßnahmen zur Verhinderung von Störfällen
- Maßnahmen zur Begrenzung von Störfallauswirkungen

Zur Umsetzung des Konzepts wurde ein Sicherheitsmanagementsystem eingeführt. Die Konzeptbeschreibung ist im Einklang mit den dokumentierten Festlegungen im Managementsystem. Verfahren zur Überprüfung und Anpassung sind im Zusammenhang mit den Revisionszyklen für den Sicherheitsbericht definiert. Den Mindestanforderungen der Störfall-Verordnung wird damit Rechnung getragen.

Die Darstellung des *Sicherheitsmanagementsystems* deckt die im Anhang III der Störfall-Verordnung genannten Themenbereiche ab:

- Organisation und Personal
- Ermittlung und Bewertung der Gefahren von Störfällen
- Überwachung des Betriebes
- Sichere Durchführung von Änderungen
- Planung für Notfälle
- Überwachung der Leistungsfähigkeit des Sicherheitsmanagementsystems
- Systematische Überprüfung und Bewertung

Die Umsetzung der dort konkretisierten Anforderungen wird im Sicherheitsbericht in Grundzügen dargestellt. Die Beschreibung ist mit Verweisen auf Regelungen im Sicherheitsmanagementsystem der Shell RR unterlegt. Diese Form der Darstellung ist i. S. e. Konzeptdarstellung zur Erfüllung der Mindestanforderungen der Störfall-Verordnung geeignet. Eine weitergehende inhaltliche Prüfung alleine auf Basis der Darstellung im Sicherheitsbericht ist nicht zweckmäßig. Eine ausführlichere Bewertung des Sicherheitsmanagementsystems erfolgt in Kapitel 0 des vorliegenden Gutachtens.

Zur Überprüfung der Vollständigkeit der Darstellung erfolgte ein Abgleich mit dem Regelungssystem der Shell RR. Es ist hervorzuheben, dass anhand der Verweistabelle im Management-Handbuch eine eindeutige Zuordnung der Regelungen zu den Anforderungen der Störfall-Verordnung möglich ist. Der Umfang des Sicherheitsmanagementsystems ist dadurch klar umrissen. Die in der Darstellung im Sicherheitsbericht enthaltenen Bezüge konnten nachvollzogen werden. Es ergaben sich keine offenkundigen Lücken oder Widersprüche.

Während der Präsentation und den Interviews vor Ort wurden in Teilbereichen Abweichungen gegenüber der dokumentierten Fassung des Sicherheitsmanagementsystems erkennbar. Als Reaktion auf die Ereignisserie wurden in den letzten Jahren eine Reihe organisatorischer Maßnahmen angestoßen. Es zeigt sich bereits jetzt, dass diese Maßnahmen zur Verbesserung des Sicherheitsniveaus beigetragen haben und eine nachhaltige Weiterentwicklung fördern können. Beispiele sind die Einführung des HEMP-Prozesses, intensivierte Inspektions-Programme, die Umorganisation EN-I oder die standortübergreifende Auswertung von Ereignissen. Ebenso bestehen Schnittstellen mit der „Shell-Welt“, beispielsweise im Hinblick auf die Übernahme von globalen Shell-Vorgaben, die Qualifizierung und den fachlichen Austausch. Diese Aspekte wurden bislang – auch bei Aktualisierung der Sicherheitsberichte der RR-Nord im Jahr 2014 - noch nicht systematisch im Sicherheitsmanagementsystem abgebildet.

Die Anlagenbände in RR-Süd beinhalten:

1. Beschreibung des Standortes und seines Umfeldes
2. Anlagen- und Verfahrensbeschreibung
3. Stoffbeschreibung
4. Beschreibung der sicherheitstechnisch bedeutsamen Anlagenteilen
5. Beschreibung der Gefahrenquellen
6. Gefahrenanalyse und Ereigniseintrittsvoraussetzungen
7. Darlegung der störfallverhindernden Vorkehrungen
8. Angaben über die Auswirkungen, die sich aus Störfällen ergeben können
9. Darlegung der störfallbegrenzenden Vorkehrungen
10. Schutz des Bedienungspersonals

Die Sicherheitsberichte sind in jedem Betrieb, bei der Bezirksregierung Köln und bei der QHSE Abteilung der RR in Papierform und außerdem auf einem zentralen Shell Laufwerk elektronisch verfügbar. *Es wurde festgestellt, dass die in den Sicherheitsberichten enthaltenen Informationen die Anforderungen des § 9, 12. BImSchV, Absatz 1 Punkt 1 bis 4 in vollem Umfang erfüllen.* Punkt 5 (Informationen, damit die zuständige Behörde Entscheidungen über die Ansiedlung neuer Tätigkeiten oder Entwicklungen in der Nachbarschaft bestehender Betriebsbereiche treffen können) entspricht den Anforderungen der Behörden.

Der Prozess zur Erstellung und Aktualisierung der Sicherheitsberichte und der dazugehörigen Gefahrenanalysen ist in der Werksanweisung WA-2-305 und dem dazugehörenden Leitfaden definiert. Die Erfassung der Teilnehmer erfolgt über das Formblatt FO-2-305-1, die Übergabe der Gefahrenanalysen an den Betrieb über das Formblatt FO-2-305-2 und die Übergabe der offenen Punkte aus den Gefahrenanalysen an den Betrieb über das Formblatt FO-2-305-3. Entsprechend den Vorgaben der StörfallV unterliegen die Sicherheitsberichte einer Revisionsfrequenz von 5 Jahren, d.h. er ist innerhalb dieses Zeitraums auf Aktualität zu überprüfen bzw. bei Änderungen laufend fortzuschreiben.

In RR-Nord sind die Sicherheitsberichte im Rahmen des fünfjährigen Überarbeitungszyklus bearbeitet worden. Eine weitergehende Bearbeitung der Sicherheitsberichte erfolgt im Rahmen von Projekten (siehe dazu Abschnitt 6.7).

In RR-Süd werden die Sicherheitsberichte derzeit überarbeitet. Die behördliche Abgabe ist für Mitte 2015 geplant. Pro Quartal werden die Sicherheitsberichte gemäß einem mit der Bezirksregierung Köln abgestimmten Plan übergeben. Ein besonderer Schwerpunkt bei der Überarbeitung liegt dabei auf der Gefahrenanalyse und der konsequenten Umsetzung der ROGA-Methode (Risikoorientierte Gefahrenanalyse).

Die Gefahrenanalysen sind ein wesentlicher Bestandteil der Sicherheitsberichte in der RR und werden mit einer vom TÜV Rheinland entwickelten Methode erstellt. Diese Methode wird ROGA (Risikoorientierte Gefahrenanalyse) genannt, die in einem multidisziplinären Team bestehend aus Technologen und Mitarbeitern von Betrieb, Engineering und QHSE durchgeführt wird.

Die ROGA ist eine modifizierte Form des HAZOP-Verfahrens (Hazard and Operability). Dabei werden zunächst die Anlagenteile eines Betriebs ausgewählt, die der ROGA Analyse unterzogen werden sollen. In der ROGA werden jedoch nur diejenigen Anlagen betrachtet, in denen sich Stoffe in einer solchen Menge befinden, dass sie die in Anhang 1 der StörfallV angegebenen Mengenschwellen überschreiten.

In einem zweiten Schritt werden dann Teilbereiche untersucht, in denen die sicherheitsrelevanten Anlagenteile mit besonderem Stoffinhalt (z.B. Behälter, Kolonnen, Tank, etc.) und einer besonderen Schutzfunktion/Sicherheitsmaßnahmen (z.B. Alarme, Abschaltungen, Sicherheitsventile, Berstscheiben etc.) ermittelt werden.

Grundsätzlich bereitet der TÜV Rheinland die ROGA-Analyse basierend auf den R&I-Schemata, Plot- und Gefahrenzonenplänen, verbalen Beschreibungen des Verfahrens und Cause & Effect-Aufstellungen sowie dem Wissensstand der eigenen Mitarbeiter über die Shell-Anlagen im eigenen Büro vor und moderiert die sogenannten ROGA-Sitzungen in der RR. Die Vorbereitungen der ROGA-Sitzungen gehen soweit, dass neben den zu diskutierenden Szenarien, auch die möglichen Auswirkungen und die vorhandenen bzw. die zu empfehlenden Sicherheitsvorkehrungen vorformuliert werden.

Die Checklisten des TÜV Rheinland umfassen generelle Gefahrenquellen (z.B. unzulässiger Druck, die Steuerung ist gestört, die Reaktion ist gestört, etc.), die sich in der betrachteten Anlage zu einem Schadensereignis ausweiten können. Die Konsequenzen des Schadensereignisses werden beschrieben und mit Hilfe des nachfolgend abgebildeten Risikographen eingestuft. Dabei wird neben dem potentiellen Schadensausmaß (S), die Aufenthaltswahrscheinlichkeit (A) von Personen, die Möglichkeit einer Gefahrenabwendung (G) und die Wahrscheinlichkeit für das Schadensausgangsereignis (W) berücksichtigt.

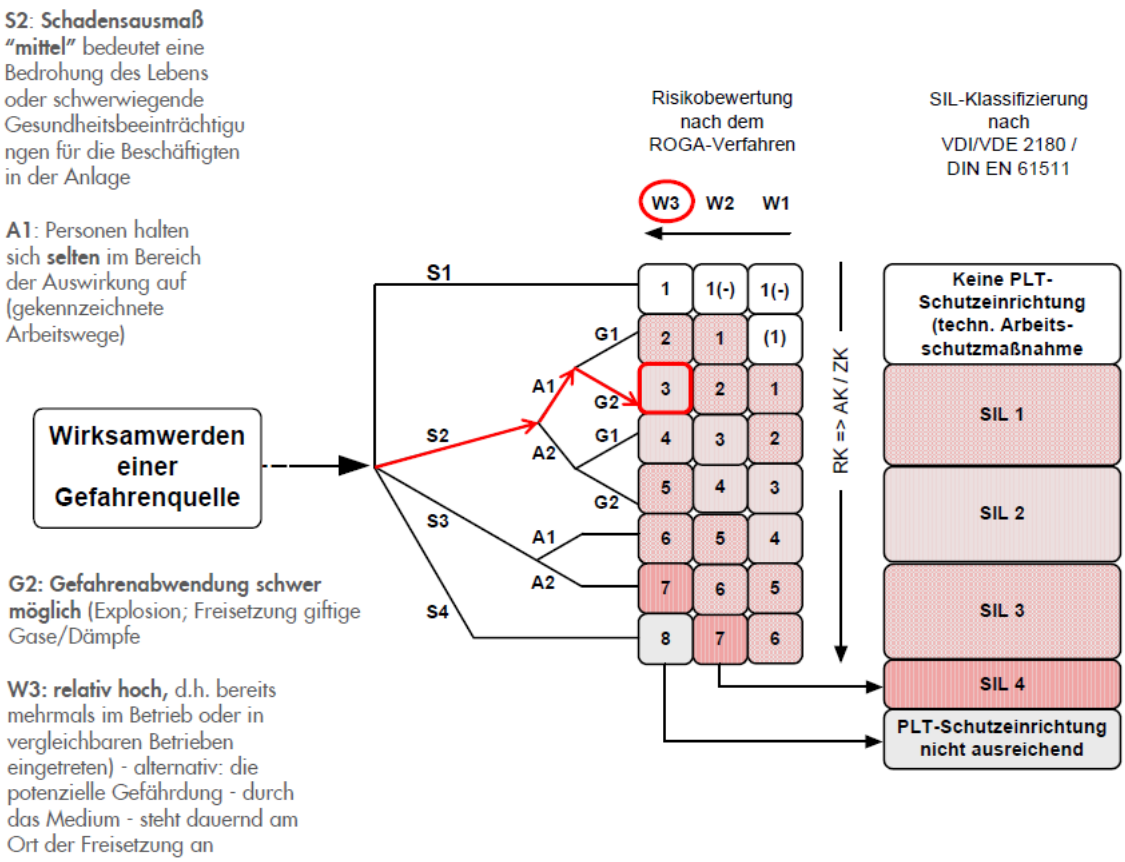
S2: Schadensausmaß "mittel" bedeutet eine Bedrohung des Lebens oder schwerwiegende Gesundheitsbeeinträchtigungen für die Beschäftigten in der Anlage
A1: Personen halten sich selten im Bereich der Auswirkung auf (gekennzeichnete Arbeitswege)
Wirksamwerden einer Gefahrenquelle
G2: Gefahrenabwendung schwer möglich (Explosion; Freisetzung giftige Gase/Dämpfe
W3: relativ hoch, d.h. bereits mehrmals im Betrieb oder in vergleichbaren Betrieben eingetreten) - alternativ: die potenzielle Gefährdung - durch das Medium - steht dauernd am Ort der Freisetzung an
Risikobewertung nach dem ROGA-Verfahren
SIL-Klassifizierung nach VDI/VDE 2180 / DIN EN 61511
W3 W2 W1
S1
S2
S3
S4
A1
A2
G1
G2
1 1(-) 1(-)
2 1 (1)
3 2 1
4 3 2
5 4 3
6 5 4
7 6 5
8 7 6
RK => AK / ZK
Keine PLT-Schutzeinrichtung (techn. Arbeits-schutzmaßnahme
SIL 1
SIL 2
SIL 3
SIL 4
PLT-Schutzeinrichtung nicht ausreichend

Abbildung 3 - Einstufung der Szenarien mit dem Risikographen

Die Risikoklasse (RK) bestimmt das mindestens erforderliche Sicherheitsniveau, das durch entsprechende unabhängige Schutzmaßnahmen erreicht werden muss. Nach der Risikoeinstufung im Rahmen der ROGA werden die vorhandenen Schutzmaßnahmen zur Abwehr dieses Szenarios identifiziert und eingestuft d.h. den Schutzmaßnahmen werden jeweils nach ihrer Ausführung und Eignung Zuverlässigkeitsklassen (ZK) zugeordnet. Die Summe der ZK aller definierten Schutzmaßnahmen muss dabei mindestens der für die Gefahrenquelle ermittelten RK entsprechen.

Reicht das vorliegende Sicherheitsniveau des bestehenden Systems nicht aus, wird in der ROGA ein Arbeitspunkt definiert. Der Prozess zur Behandlung von ROGA-Arbeitspunkten sieht wie folgt aus: Die ROGA-Arbeitspunkte werden von den Aktionsnehmern aus dem ROGA-Team soweit bearbeitet, dass Dokumentationsfragen geklärt sind, Mängel in Zeichnungen behoben, Prüfungen abgeschlossen und fehlende Anweisungen erstellt sind. Die Arbeitspunkte, die nicht abgeschlossen werden können (z.B. mittels technischer Maßnahmen, die sich in sog. PGU-Ts niederschlagen; siehe im Themenblock „Überprüfung Change Management“) oder in einem spezifiziertem Projekt), werden im Rahmen eines „Offene-Punkte-Workshops“ in den Betrieb übergeben. Nach der Freigabe der ROGA inkl. der offenen Punkte, werden diese durch den Betrieb in die PSI-Liste (Process Safety Improvement) eingetragen und als Quelle „aus ROGA“ gekennzeichnet. Dabei erfolgt eine formalisierte Übergabe. Die offenen Punkte werden über die Software FAM (Fountain Assurance Managementsystem) verfolgt. Nach dem Abarbeiten der offenen ROGA Punkte erfolgt eine Fertigmeldung an die Abteilung QHSE-E.

Dann können die geänderten Schemata in den Sicherheitsbericht übernommen und die Gefahrenanalyse angepasst werden. Dieser vorgegebene Prozess zur Abarbeitung von offenen Punkten ist in der Werksanweisung WA-2-305 formal beschrieben, ist aber in den Betrieben noch nicht einheitlich implementiert. In den Interviews hat sich gezeigt, dass die Vorstellungen sehr unterschiedlich sind und ein einheitliches Abarbeitungssystem nicht existiert.

Zur Sicherstellung der erforderlichen Sicherheit müssen die Abschaltungen in den Anlagen bei Prozessstörungen eine bestimmte Zuverlässigkeit aufweisen. Dies wird nach dem internationalen Standard DIN EN 61508 / 61511 durch sog. Safety Integrity Levels (SIL) sichergestellt. Die Bestimmung von der SIL-Anforderungen für sicherheitsrelevante Mess- und Regelungseinrichtungen ist in der VA-4-250C beschrieben. Das geforderte Schutzniveau der Mess- und Regelungseinrichtungen ist basierend auf den Ergebnissen der ROGA festgelegt und wird in einer separaten, zweiten Studie, der sog. IPF-Studie (Instrumented Protective Function), bestätigt. Mit Hilfe der ZK aus der ROGA werden dabei die mindestens notwendigen die SIL-Klassen für die PLT Schutzeinrichtungen abgeleitet (siehe Abbildung 3).

Es existiert aktuell keine Verfahrensanweisung, die eine konkrete Schnittstelle zwischen Gefahrenanalyse und IPF-Studie definiert, d.h. es gibt keine Vorgabe, wie die in der Gefahrenanalyse identifizierten Szenarien und die daraus abgeleiteten Schutzmaßnahmen in die IPF-Studie zur SIL-Klassifizierung übertragen werden sollen. In der VA-4-250C ist zwar ein Flussdiagramm dargestellt, das mit der Gefahrenanalyse startet, allerdings wurde bisher keine systematische Verknüpfung zwischen Gefahrenanalyse und IPF-Studie durchgeführt. Das liegt u.a. daran, dass die Gefahrenanalysen nach dem ROGA-Standard erst 2009 eingeführt wurden und bis dahin IPF-Klassifizierungsworkshops auf Basis eigener Gefahrenanalysen durchgeführt wurden. Hier gibt es aktuell noch redundante Arbeitsprozesse, die mit einer effizienten Verknüpfung beider Prozesse aufgelöst werden könnten. Eine harmonisierende Verknüpfung wurde bisher nicht entwickelt. Dies führt dazu, dass die beiden Dokumente (ROGA und IPF-Studie) logisch nicht miteinander verbunden sind und Anpassungen bzw. Änderungen an PLT-Schutzausrüstung nur mit enormen Aufwand und Abstimmungsbedarf zwischen ROGA- und IPF-Ersteller umgesetzt werden können. In einigen Fällen werden in der ROGA pauschal Szenarien definiert, für die keine dezidierte Fehlerursache auf Equipment-/Steuerungsebene identifiziert wird (z.B. zu hohe Temperatur im Einsatzstrom). Zudem existieren andere Szenarien mit denselben Konsequenzen (wie die pauschalen Szenarien) für die detaillierte Ursachen angegeben werden. In die IPF-Studie werden dann nur die detaillierten Szenarien überführt, für die in der IPF-Studie initiale Häufigkeiten angegeben werden können, die zur Berechnung der notwendigen Risikoreduktion herangezogen werden. Der Grund, warum es neben den detaillierten auch pauschale Szenarien gibt, ist im Prozess nicht beschrieben. Wesentlich für eine korrekte IPF-Studie ist es, das alle möglichen Ursachen für eine Konsequenz aus der ROGA identifiziert und in die IPF-Studie übertragen werden.

Zuverlässigkeitsklasse	Risikoklasse nach IEC 61511 (VDI 2180)
ZK2	SIL 1
ZK3/ZK4	SIL 2
ZK5/ZK6	SIL 3

Abbildung 4 - Zusammenhang zwischen ZK und SIL-Klasse

Ein weiteres Problem ergibt sich aus der Verwendung der Risikographen-Methodik, die in der ROGA zur Festlegung des notwendigen Sicherheitsniveaus für Schutzmaßnahmen über die Bewertung der Risikoklasse verwendet wird. Die Bestätigung und Auswahl der SIL-Klassen erfolgt dagegen unter Verwendung der LOPA-Methodik (Layer of Protection Analysis) in der IPF-Studie. In die Festlegung der Risikoklasse fließt gemäß des in Abbildung 3 dargestellten Risikographen u.a. die Aufenthaltswahrscheinlichkeit von Personen ein. Die Festlegung der SIL-Anforderungen für die Sicherheitsmaßnahmen wird anschließend in der IPF-Studie dargelegt. In der LOPA wird teilweise erneut die Anwesenheit von Personen im Schadensbereich als Risikoreduktion herangezogen, um die Risikoklasse abzudecken, d.h. die Anwesenheit von Personen wird bei der Auswahl der SIL-Anforderungen doppelt eingerechnet. Die alternativen Sicherheitsmaßnahmen, die in der ROGA definiert wurden (z.B. Alarme mit Reaktionen der Anlagenfahrer, etc.), werden in der IPF-Studie nicht als Risikoreduktionsmöglichkeiten berücksichtigt. Stattdessen werden teilweise nicht nachvollziehbare globale Faktoren herangezogen (z.B. „es wird davon ausgegangen, dass nur jedes zehnte Ereignis zu einer finalen Konsequenz führt“), um die Ereignishäufigkeit für den SIL-Nachweis zu reduzieren.

Die Einstufung der Schutzeinrichtung erfolgte zum Zeitpunkt der Überprüfung nur teilweise auf den in der ROGA festgelegten Szenarien. Bisher wurden überwiegend eigenständige IPF-Klassifizierungsworkshops mit der Shell-Software SIFpro durchgeführt, um die SIL-Einstufung vorzunehmen. Während in der ROGA alle verfügbaren Sicherheitsmaßnahmen berücksichtigt werden, betrachtet man in der IPF-Studie dagegen nur Mess- und Regelungseinrichtungen, die nach den SIL-Anforderungen klassifiziert werden sollen. Alle Szenarien, in denen Sicherheitsventile und Überdruckvermeidungsmaßnahmen aufgeführt sind, werden im sogenannten Safeguarding Memorandum aufgenommen und dort sicherheitstechnisch ausgelegt. Das Safeguarding Memorandum dient in erster Linie zur Dokumentation der Auslegung von Sicherheitsventilen, beschreibt darüber hinaus aber auch weitere Schutzfunktionen. Hier wird teilweise analog der IPF-Studie die Auslegung von Sicherheitseinrichtungen doppelt dokumentiert. Eine Verknüpfung zwischen Gefahrenanalyse mittels ROGA und Safeguarding Memorandum sollte besser ausgestaltet werden.

Die Entkopplung von Gefahrenanalysen und Auslegungsstudien (z.B. für Überdruck) sowie Zuverlässigkeitsstudien (PLT-Schutzeinrichtungen) ist durchaus gängiger Standard. Allerdings ist es ganz wesentlich für die Stimmigkeit der sicherheitstechnischen Auslegung, dass die einzelnen Studien klare Schnittstellen und Informationsübergänge aufweisen und am Ende die Inhalte bei einer zentralen und verantwortlichen Stelle wieder zusammenlaufen. Dieses Ziel wird durch das in der RR praktizierte System von kaum aufeinander abgestimmten Vorgehensweisen nicht erreicht. Vielmehr entsteht der Eindruck, dass die verschiedenen Studien zu unterschiedlichen Zeiten organisch gewachsen sind, dass man es aber versäumt hat, sie aktuell aufeinander abzustimmen und Überflüssiges zu beseitigen. Zwar ist die Integration der Studien durchaus gewünscht, wird aber derzeit noch nicht angestoßen.

Darüber hinaus hat sich in den Interviews gezeigt, dass die Einstellung der Betriebe zu Sicherheitsbericht und Gefahrenanalyse durchaus positiv ist, dass allerdings noch Verbesserungspotential bei der betrieblichen Nutzung möglich ist. Die Sicherheitsberichte und damit auch die ROGAs werden teilweise primär als Notwendigkeit für die Erfüllung von Behördenanforderungen gesehen. Dies führt dazu, dass auch die im Sicherheitsbericht enthaltenen Gefahrenanalysen in der praktischen Arbeit in

den Betrieben nicht so genutzt werden, wie sie gemäß Shell-HEMP (Hazards and Effects Management Process) verwendet werden sollten.

Im nachfolgenden Abschnitt werden der Sachstand bewertet und Verbesserungsvorschläge aufgezeigt.

6.1.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Die Sicherheitsberichte entsprechen den Mindestanforderungen der Störfall-Verordnung, d.h. die im § 9 der Störfall-Verordnung geforderten Inhalte werden in den Sicherheitsberichten der RR dargelegt. Verbesserungspotential gibt es hinsichtlich Absatz 1 Nr. 5 (Informationen, damit die zuständige Behörde Entscheidungen über die Ansiedlung neuer Tätigkeiten oder Entwicklungen in der Nachbarschaft bestehender Betriebsbereiche treffen können). Diesbezüglich wird vor dem Hintergrund der Diskussionen über die Anwendung des Leitfadens KAS-18 der Kommission für Anlagensicherheit von der Behörde zur Zeit eine vertiefte Untersuchung für das Stadtgebiet von Wesseling durchgeführt und eine entsprechende Studie für Godorf erwogen.

Es wurde das Projekt „Process Safety Documentation“ aufgesetzt, um die Sicherheitsberichte in der RR zu aktualisieren. In diesem Zusammenhang wurden auch die Gefahrenanalysen auf den aktuellen Stand gebracht und sämtliche Dokumente zu den Anlagen (Rohrleitungsfließbilder, Verfahrensfließbilder usw.) auf den Prüfstand gestellt und sofern notwendig aktualisiert. Die aktuell laufende Überarbeitung und Vereinheitlichung der Gefahrenanalysen nach dem ROGA Verfahren wird im Projekt „Process Safety Documentation“ mit einem besonderen Schwerpunkt behandelt. Dies führt in den Betrieben dazu, dass sicherheitstechnische Aspekte in den aktuellen Projekten einfließen und umgesetzt werden.

Neben der Erfüllung der nationalen Vorgaben hat Shell global den HEMP-Prozess (Hazard and Effects Management Process) eingeführt. Der HEMP-Prozess beschreibt das Risikomanagement in der RR. Dadurch soll sichergestellt werden, dass alle relevanten Gefahren betrachtet sowie die erforderlichen Barrieren identifiziert und implementiert sind. Die Gefahrenanalyse als Teil des HEMP-Prozesses wird bei Shell weltweit mit dem HAZOP-Verfahren durchgeführt. In der RR wird mit einer Ausnahmegenehmigung von Shell Global das vom TÜV Rheinland entwickelte ROGA-Verfahren eingesetzt (siehe VA-2-602C). Die fast vollständige Vorbereitung der ROGA Sitzungen widerspricht allerdings den Grundprinzipien einer sicherheitstechnischen Gefahrenanalysen-Methodik, die die Erarbeitung der Gefährdungen durch das gesamte Team verlangt. Sie wird von Shell-Mitarbeitern damit begründet, dass auf diese Weise im Vergleich zur Analyse durch das gesamte Team ganz wesentlich Zeit eingespart und damit der zeitliche Aufwand für die eigenen Mitarbeiter reduziert wird. Diese Vorgehensweise birgt das Risiko, dass Zusammenhänge nicht im Detail durchdacht werden. Ein konkretes Beispiel dafür ist die Unabhängigkeit von Sicherheitsmaßnahmen bei einer Störung, die durch eine manuelle Abschaltung mit zwei vorgeschalteten Alarmen verbunden mit einer Operator-Aktion abgedeckt werden soll. Bei genauem Hinsehen zeigt sich jedoch, dass die vorgeschalteten Alarme zwar über unterschiedliche Sensoren verfügen, die Operator-Aktionen aber identisch sind, d.h. die Unabhängigkeit und damit die unterstellte Absicherung ist nicht gegeben.

Darüber hinaus wurde festgestellt, dass allgemein Störungen in einer Anlage, die sicherheitsrelevante Auswirkungen in einer nachfolgenden Anlage haben können, nicht oder nur unvollständig betrachtet werden. Zumeist wird darauf verwiesen, dass eine Störung keine Auswirkungen in der aktuell be-

trachteten Anlage hat. Es erfolgt jedoch zumeist keine Weiterverfolgung dieser Störungen in der Gefahrenanalyse der Anlage, an die z.B. das Produkt weitergeleitet wird. Die Untersuchungen dieser Auswirkungen ist beim hohen Vernetzungsgrad der verschiedenen Anlagen der RR dringend erforderlich und sollte im Rahmen der Aktualisierung der Sicherheitsberichte möglichst umgehend nachgeholt werden.

Zentraler Problempunkt im Hinblick auf die Sicherheitsberichte in der RR sind neben der ROGA die weiteren Gefahrenanalysen. Zwar sollen diese gemäß den beschriebenen Prozessen in den Betrieben als lebende Dokumente der Sicherheitskultur gelten. Durch die Fokussierung auf Anlagen mit besonderem Stoffinhalt gem. Störfallverordnung und die fehlende Verzahnung mit anderen Prozessen des Shell-Managementsystems (z.B. IPF Studie, Safeguarding Memorandum usw.) werden die Gefahrenanalysen auf allen Ebenen vielfach nicht als Teil des Sicherheitsmanagementsystems gesehen sondern vielmehr als zu erfüllende gesetzliche Vorschrift.

Weiterhin bilden die Studien nicht das vollständige Sicherheitssystem und damit die definierte Sicherheitsphilosophie ab, sondern sehen die Erfüllung der gesetzlichen Randbedingungen im Vordergrund (häufig legen sie nur die gemäß definierter Risikoklasse verlangten Sicherheitsmaßnahmen fest). Risikomanagement wird im Gegensatz zum im HEMP-Prozess enthaltenen Ansatz in der RR häufig nicht als eigenständige, für das Unternehmen selbst nützliche Aufgabe angesehen, sondern eher aus dem Blickwinkel der Erfüllung gesetzlicher Vorgaben begriffen. Verschärft wird diese Problematik dadurch, dass eigentlich verknüpfte Studien (ROGA-Analyse, IPF-Studie und Safeguarding Memorandum) nicht vollständig miteinander verbunden sind und dadurch die logischen Übergänge aber auch die gegenseitige Akzeptanz der Studien fehlen. Es kommt daher zu Doppelarbeiten und zu Studien, die unterschiedliche Ergebnisse zur gleichen Thematik erzeugen.

Die Darstellung des *Konzepts zur Verhinderung von Störfällen* und des *Sicherheitsmanagementsystems* im Sicherheitsbericht erfüllt die Mindestanforderungen der Störfall-Verordnung. An einigen Stellen bestehen jedoch Anhaltspunkte für darüber hinausgehende Verbesserungen:

Da das *Konzept zur Verhinderung von Störfällen* und das *Sicherheitsmanagementsystem* für alle Bereiche der Raffinerie in gleicher Weise gelten, ist eine in beiden Sicherheitsberichten identische Darstellung zu erwarten. Aufgrund unterschiedlicher Revisionsstände bestehen jedoch Abweichungen. Dies ist grundsätzlich als problematisch anzusehen, da damit Widersprüche provoziert und ein inkonsistentes Bild vermittelt werden können. Dies gilt auch dann, wenn – wie im vorliegenden Fall - die Abweichungen vergleichsweise gering und von begrenzter inhaltlicher Bedeutung sind. Hier sind die Möglichkeiten zu prüfen, Fortschreibungen parallel in beide Sicherheitsberichte einzupflegen – ggf. auch außerhalb der formal geforderten Revisionszyklen.

Bei der Überprüfung wurde festgestellt, dass die vorgefundene Praxis in Teilbereichen nicht deckungsgleich mit der dokumentierten Darstellung des Sicherheitsmanagementsystems ist. Organisatorischen Änderungen, die in jüngster Zeit, insbesondere als Reaktion auf die Ereignisserie, ergriffenen wurden und die Verknüpfungen mit globalen Shell-Prozessen die über den Standort hinausgehen (siehe Sachstand) sind als positive Erweiterungen des Sicherheitsmanagementsystems zu verstehen. Sie sollten gemäß ihrer Bedeutung für die nachhaltige Verbesserung des Sicherheitsniveaus auch in der Darstellung des Sicherheitsmanagementsystems gewürdigt werden. Neben dem generellen Erfordernis einer vollständigen und praxiskonformen Darstellung leitet sich diese Empfehlung auch aus

der Funktion des Sicherheitsberichtes zur Information der Mitarbeiter, der zuständigen Behörden und ggf. auch der Öffentlichkeit ab. Dabei kann es Ausdruck eines veränderten Sicherheitsbewusstseins sein, über den geforderten Mindestumfang gemäß Störfall-Verordnung hinauszugehen.

In der nachfolgenden Tabelle sind für diesen Arbeitspunkt als Ergebnis der Überprüfung die Empfehlungen in Zusammenhang mit den Sicherheitsberichten aufgeführt.

Tabelle 3: Empfehlungen zu Arbeitspunkt 1

Empfehlungen (E) zu Arbeitspunkt 1:	
1E1	**Parallele Fortschreibung der Sicherheitsberichte (Sicherheitsmanagementsystem)** Das Managementsystem gilt für alle Betriebsbereiche der Shell RR in gleicher Weise. Infolge unterschiedlicher Revisionsstände der Sicherheitsberichte (allgemeiner Teil) kann im Hinblick auf die Darstellung des Konzepts zur Verhinderung von Störfällen und des Sicherheitsmanagementsystems für die beiden Raffinerieteile ein inkonsistentes Bild vermittelt werden. Es sollten daher Möglichkeiten geprüft werden, auch außerhalb der regulären Überprüfungszyklen, Fortschreibungen, die das allgemeine Managementsystem betreffen, parallel in beide Sicherheitsberichte (RR-Nord und RR-Süd) einzupflegen.
1E2	**Integration von Shell-Prozessen in den Sicherheitsberichten** Das in den Sicherheitsberichten beschriebene Sicherheitsmanagementsystem deckt nicht in allen Teilbereichen die vorgefundene Praxis ab (z. B. HEMP-Prozess zum Risikomanagement, Ereignisauswertung und Erfahrungsaustausch). Organisatorische Änderungen die das Sicherheitsmanagement betreffen, sollten gemäß ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung in die Darstellung aufgenommen werden. Verknüpfungen mit globalen Shell-Prozessen sollten systematisch in die Dokumentation des Sicherheitsmanagementsystems (Darstellung im Sicherheitsbericht; Prozessbeschreibungen / Anweisungen) aufgenommen werden.
1E3	**Vorbereitung der ROGA-Sitzungen optimieren** Die Gefahrenanalyse wird vom ROGA-Moderator umfänglich vorbereitet (inklusive Szenarien, Auswirkungen, Risikoeinstufung, Sicherheitsmaßnahmen und Zuverlässigkeitsklassen). Die Ergebnisse der Vorbereitung werden in den ROGA-Sitzungen diskutiert und wenn notwendig angepasst. Die Gefahr bei einer so umfangreichen Vorbereitung und Vorformulierung ist, dass die Teilnehmer der ROGA-Sitzung die vorhandenen Beschreibungen nur noch bestätigen und sich nicht in der geforderten Detailtiefe in die Szenarien und ihre Auswirkungen hineindenken. Die Art und Weise wie die ROGA-Methodik durchgeführt wird, sollte daher überdacht und ggfs. angepasst werden, um sicherzustellen, dass Szenarien, die zu einem Schadensereignis führen können, vollständig und mit ihrer finalen Ursache beschrieben sind. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise die Vorbereitungen so zu beschränken, dass Risikoklassen, Sicherheitsmaßnahmen und Zuverlässigkeitsklassen nicht vordefiniert werden, sondern während der Analyse im Team erarbeitet werden. Damit würde jeder Teilnehmer noch aktiver das Sicherheitssystem überdenken.

Empfehlungen (E) zu Arbeitspunkt 1:	
1E4	**Ableitung von SIL Klassen für PLT Schutzeinrichtungen konsistent vorbereiten** Für die Ableitung von SIL-Klassen sollte eine einheitliche Methodik verwendet werden. Das aktuelle Nebeneinander aus Risikographen-Methode (ROGA) und LOPA-Ansatz (IPF-Studie) muss konsistent verbunden werden. Die Schnittstelle ist so auszugestalten, dass methodische Fehler sowie Fehler bei der Übertragung von Inhalten minimiert werden. Zudem sollten die in der ROGA definierten Sicherheitsmaßnahmen (z.B. Alarme mit definierter Handlung durch den Anlagenfahrer) als Barrieren in die SIL-Einstufung aufgenommen werden, nachdem das IPF-Team überdacht hat, ob die Barriere das Szenario tatsächlich verhindern kann und dass sie unabhängig von den anderen vorhandenen Barrieren ist. Sollten zudem neben detaillierten Szenarien als Ursache für ein IPF noch pauschale Szenarien in der ROGA bestehen, so ist durch das IPF-Team sicher zu stellen, dass alle möglichen Ursachen für das betreffende Szenario in die IPF-Studie einbezogen werden. Dabei sind auch die vor- bzw. nachgeschalteten Anlagenteile zu berücksichtigen.
1E5	**Inhalt des Safeguarding Memorandum mit den Gefahrenanalysen abstimmen** Aktuell beinhaltet das Safeguarding Memorandum (SM) mehrere Informationen, die lediglich redundant wiedergegeben werden (z.B. sicherheitskritische Elemente). Die eigentliche interne Funktion des SM ist jedoch die Auslegung von Druckentlastungseinrichtungen. Der Umfang des SM ist klar zu definieren (z.B. als Pressure Hazard Analysis) und in das Gesamtsystem ROGA, IPF, SM stimmig zu integrieren.
1E6	**Umfang der Gefahrenanalyse erweitern** In der RR werden in der Regel ausschließlich solche Anlagen mit Hilfe der ROGA-Methodik betrachtet, die unter die Störfallverordnung fallen, d.h. Anlagen zur Bereitstellung von Hilfsmedien (z.B. Strom, Wärme, Stickstoff, Dampf oder Instrumentenluft) werden nicht standardmäßig analysiert. Eine Störung in einer solchen Anlage kann unter Umständen Konsequenzen in einer nachgeschalteten Anlage haben. Anlagen, in denen Hilfsmedien bereitgestellt werden, sollten daher hinsichtlich der Gefahren für nachgeschaltete Anlagen analysiert werden, um auch in diesen Anlagen bereits geeignete Sicherheitsmaßnahmen zur Verhinderung dieser Szenarien abzuleiten. Eine vollständige Analyse der vorliegenden Gefahren bzw. der ausreichenden Absicherung vor dem Ausfall dieser Systeme würde sowohl den Aspekt der Anlagenverfügbarkeit abdecken als auch das Ansehen der ROGA als Werkzeug des HEMP Prozesses (umfassender Risikoanalyseprozess) stärken. Darüber hinaus werden Störungen in einer Anlage, die sicherheitsrelevante Auswirkungen in einer nachfolgenden Anlage haben können, nicht oder nur unvollständig betrachtet. Die Untersuchungen dieser Auswirkungen ist beim hohen Vernetzungsgrad der verschiedenen Anlagen der RR dringend erforderlich und sollte im Rahmen der Aktualisierung der Sicherheitsberichte möglichst umgehend nachgeholt werden.

6.2 Untersuchung des Sicherheitsmanagementsystems beider Standorte, incl. der Connect Pipeline und der gemeinsamen Schnittstellen (Anhang III StörfallV).

6.2.1 Aktivitäten der Gutachter

Grundlage für die Überprüfung waren die in der StörfallV konkretisierten Anforderungen an das Sicherheitsmanagementsystem. Gemäß StörfallV Anhang III Nr. 3 sind folgende Punkte durch das Sicherheitsmanagementsystem zu regeln (Zitat):

a) Organisation und Personal
Aufgaben und Verantwortungsbereiche des in die Verhinderung von Störfällen und die Begrenzung ihrer Auswirkungen einbezogenen Personals auf allen Organisationsebenen. Ermittlung des entsprechenden Ausbildungs- und Schulungsbedarfs sowie Durchführung der erforderlichen Ausbildungs- und Schulungsmaßnahmen. Einbeziehung der Beschäftigten des Betriebsbereichs sowie des im Betriebsbereich beschäftigten Personals von Subunternehmen.

b) Ermittlung und Bewertung der Gefahren von Störfällen
Festlegung und Anwendung von Verfahren zur systematischen Ermittlung der Gefahren von Störfällen bei bestimmungsgemäßem und nicht bestimmungsgemäßem Betrieb sowie Abschätzung der Wahrscheinlichkeit und der Schwere solcher Störfälle.

c) Überwachung des Betriebs
Festlegung und Anwendung von Verfahren und Anweisungen für den sicheren Betrieb, einschließlich der Wartung der Anlagen, für Verfahren, Einrichtung und zeitlich begrenzte Unterbrechungen.

d) Sichere Durchführung von Änderungen
Festlegung und Anwendung von Verfahren zur Planung von Änderungen bestehender Anlagen oder Verfahren oder zur Auslegung einer neuen Anlage oder eines neuen Verfahrens.

e) Planung für Notfälle
Festlegung und Anwendung von Verfahren zur Ermittlung vorhersehbarer Notfälle auf Grund einer systematischen Analyse und zur Erstellung, Erprobung und Überprüfung der Alarm- und Gefahrenabwehrpläne, um in Notfällen angemessen reagieren und um dem betroffenen Personal eine spezielle Ausbildung erteilen zu können. Diese Ausbildung muss allen Beschäftigten des Betriebsbereichs, einschließlich des relevanten Personals von Subunternehmen, erteilt werden.

f) Überwachung der Leistungsfähigkeit des Sicherheitsmanagementsystems
Festlegung und Anwendung von Verfahren zur ständigen Bewertung der Erreichung der Ziele, die der Betreiber im Rahmen des Konzepts zur Verhinderung von Störfällen und des Sicherheitsmanagementsystems festgelegt hat, sowie Einrichtung von Mechanismen zur Untersuchung und Korrektur bei Nichterreichung dieser Ziele. Die Verfahren umfassen das System für die Meldung von Störfällen und Beinahe-Störfällen, insbesondere bei Versagen von Schutzmaßnahmen, die entsprechenden Untersuchungen und die Folgemaßnahmen, wobei einschlägige Erfahrungen zugrunde zu legen sind.

g) Systematische Überprüfung und Bewertung
Festlegung und Anwendung von Verfahren zur regelmäßigen systematischen Bewertung des Konzepts zur Verhinderung von Störfällen und der Wirksamkeit und Angemessenheit des Sicherheitsmanagementsystems. Von der Leitung des Betriebsbereichs entsprechend dokumentierte Überprüfung der Leistungsfähigkeit des bestehenden Konzepts und des Sicherheitsmanagementsystems sowie seiner Aktualisierung.

Diese Gliederung wurde für die Überprüfung des Sicherheitsmanagementsystems der Shell Rheinland Raffinerie übernommen. Zusätzlich wurden die Abschnitte „Unternehmenspolitik“ sowie „Aufbau des Managementsystems“ vorangestellt. Die aus der Überprüfung abgeleiteten Verbesserungsschläge sind in einer Tabelle am Ende des Kapitels zusammengestellt.

Generelle Fragestellungen für die Überprüfung waren,

- ob für den jeweiligen Sachverhalt verbindliche Regelungen getroffen wurden und
- ob die Regelungen zur Umsetzung der Anforderungen der StörfallV geeignet sind.

Dazu gehört insbesondere auch eine angemessene Berücksichtigung der Belange der Anlagensicherheit. Zur Interpretation der Anforderungen aus Sicht der StörfallV wurden auch einschlägige Leitfäden, z. B. der Bericht KAS-GS-19 der Kommission für Anlagensicherheit, herangezogen.

Die Überprüfung durch die Gutachter bezog sich auf das dokumentierte Managementsystem. Shell hat dafür die aktuelle Fassung der im Managementsystem hinterlegten Regelungen zur Verfügung gestellt. Die inhaltlich zugeordneten Dokumente wurden ausgewertet. Das Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV wird dadurch vollständig abgebildet.

Die zentralen Dokumente für die Gesamtdarstellung (Konzept) des Managementsystems und der Organisationstruktur sind

- das Organisationshandbuch / Hauptaufgaben, Stand April 2014 und
- das Managementhandbuch Rheinland Raffinerie, RevK 04/2013.

In den genannten Handbüchern wird auf weitere Dokumente verwiesen, mit denen die Anforderungen der StörfallV umgesetzt werden. Den Verweisen wurde im Rahmen der Überprüfung nachgegangen. Die Dokumente wurden in die Auswertung einbezogen, soweit sie Teil der vorliegenden Dokumentation zum Managementsystem sind. Sie werden hier nicht im Einzelnen aufgeführt. Im Text werden einzelne Unterlagen im inhaltlichen Zusammenhang konkret angesprochen, soweit diese zum Verständnis der aus der Überprüfung abgeleiteten Ergebnisse von Bedeutung sind.

Im Ablauf der Überprüfung trug Shell verschiedene Präsentationen vor, die i. S. e. Erläuterung der dokumentierten Regelungen (Prozesse, Organisationsstruktur) in die Untersuchung eingeflossen sind. In Gesprächen vor Ort konnten einzelne Themen weiter vertieft werden. Ansprechpartner war i. W. die QHSE Fachabteilung, die in verschiedenen Funktionen für das Managementsystem insgesamt oder relevante Prozesse fachlich zuständig ist.

Im Hinblick auf die Gesamtverantwortung für die Umsetzung und Steuerung des Sicherheitsmanagementsystems wurden auch Gespräche mit den dafür Verantwortlichen in der Raffinerieleitung geführt.

In diesem Arbeitspunkt der Überprüfung standen die Vollständigkeit und die Systematik der Vorgaben im Fokus. Es bestand nicht der Anspruch, und es war im Umfang der Überprüfung auch nicht möglich, alle Prozesse in der praktischen Ausführung zu bewerten. Bestimmte Befragungen dienten aber dazu, in Stichproben einen generellen Eindruck von Akzeptanz und Eignung des Managementsystems zu erlangen. Die Umsetzung des Sicherheitsmanagementsystems war ein Schwerpunkt der Überprüfung der nachfolgenden Einzelpunkte.

6.2.2 Sachstand

Unternehmenspolitik und Managementgrundsätze

Unternehmenspolitik und Managementgrundsätze sind Ausgangspunkte für die Entwicklung des Managementsystems und seiner Darstellung im Managementhandbuch. Das Managementhandbuch enthält eine verbindliche Selbstverpflichtung zur Umsetzung der Managementgrundsätze. Die regelmäßige Überprüfung der Unternehmenspolitik gehört zu den Aufgaben der Raffinerieleitung (Managementprozess).

In den folgenden Dokumenten sind die Managementgrundsätze formuliert:

- „Shell Verpflichtung und Politik zu Gesundheitsschutz, Arbeitssicherheit, Personen-/Objektschutz, Umweltschutz und sozialer Verantwortung (HSSE & SP Verpflichtung und Politik)“, aktuelle Fassung vom Dezember 2009
  Shell verpflichtet sich u. a. dazu, die „Umwelt zu schützen“ sowie „Angelegenheiten aus den Bereichen Gesundheitsschutz, Arbeitssicherheit, Personen-/Objektschutz, Umweltschutz und soziale Verantwortung ebenso sorgfältig zu behandeln wie jeden anderen wichtigen Geschäftsvorgang“.
- „Shell in Deutschland, Qualitätsgrundsätze“, aktuelle Fassung vom Februar 2010
  Bei der Qualitätssicherung sind „nicht nur die Qualität und die Wirtschaftlichkeit … im Mittelpunkt des Interesses, sondern auch die Arbeitssicherheit und der Schutz der Gesundheit und der Umwelt“.

„Anlagensicherheit“ ist in den Managementgrundsätzen nicht explizit aufgeführt.

Im Sicherheitsbericht (allgemeiner Teil) erfolgt die Darstellung der Unternehmensgrundsätze im Konzept zur Verhinderung von Störfällen. Demnach gilt (RR Nord, Stand 2011, und RR Süd, Stand 2014): „Geschäftlicher Erfolg und Sicherheit sind gleichrangige Unternehmensziele.“. Gemäß Sicherheitsbericht RR Süd gilt dort außerdem der Grundsatz: „Im Zweifel hat die Sicherheit Vorrang“.

Aufbau des Managementsystems

Shell hat das Sicherheitsmanagementsystem (SMS) in einem integrierten Managementsystem (IMS) realisiert. Grundlage für die Entwicklung des Managementsystems sind die für verschiedene Management-Aufgaben eingeführten Normen:

- DIN EN ISO 9001 : 2008 (Qualitätsmanagementsysteme)
- DIN EN ISO 14001 : 2009 (Umweltschutzmanagementsysteme)
- BS OHSAS 18001 : 2007) (Arbeits- und Gesundheitsschutz Managementsystem)
- DIN EN ISO 50001: 2011 (Energiemanagementsysteme)

Zusätzlich wird explizit auf das Sicherheitsmanagement nach Störfall-Verordnung verwiesen. Darüber hinaus gelten Shell spezifische bzw. Branchen typische Standards.

Das Managementsystem gilt für alle Betriebsbereiche der Rheinland Raffinerie (inkl. Connect-Pipeline). Im Hinblick auf den Geltungsbereich des Managementsystems ist eine weitergehende Differenzierung nicht erforderlich.

Das Integrierte Managementsystem der Shell Rheinland Raffinerie unterscheidet einen übergeordneten Managementprozess zur Steuerung des gesamten Managementsystems sowie Kernprozesse und Supportprozesse (Essential Services, Unterstützungsprozesse):

- Managementprozess
- HSSE/R Management
    - Gesundheitsschutz / Industriehygiene
    - Arbeitssicherheit
    - Objekt- / Personenschutz
    - Umweltschutz, Sicherheitsmanagement, Notfallmanagement
- Hydrocarbon-Management (Produktrealisierung)
    - Produktionsplanung
    - Produktion
    - Lagerung, Distribution
- Asset-Management (Projekt- und Instandhaltungsmanagement)
- Essential Services (Unterstützungsprozesse)
  (Budgetmanagement/Beschaffung, Personalmanagement, Kommunikation intern/extern, Prüf- und Messmittel)

Die Prozesse sind im Managementhandbuch beschrieben. Die Prozesslandschaft im Überblick sowie Ziele und Aufgaben der einzelnen Prozesse sind dort dargestellt.

Das Managementsystem der Shell RR unterscheidet verschiedene Ebenen der Regelungen und deren Dokumentation mit zunehmendem Detaillierungsgrad:

Unternehmenspolitik, Grundsätze: grundsätzliche Ausrichtung des Unternehmens
Handbücher (z. B. MH, OHB): Konzept
Verfahrensanweisungen VA: Raffinerieweite/bereichsübergreifende Verfahren/Prozesse,
Werksanweisungen WA: Prozesse/Arbeitsabläufe mit abteilungsübergreifender Bedeutung,

Arbeitsanweisungen AA: Durchführung eines abteilungsspezifischen Verfahrens/Tätigkeit

sowie im Einzelfall ggf. mitgeltende Dokumente.

Die Formulierung und Überprüfung der Unternehmenspolitik sowie die Darstellung des Managementsystems in den Handbüchern (MHB, OHB) gehören zu den Aufgaben der Raffinerieleitung und sind dem Managementprozess zugeordnet. Die Erstellung (und Revision) von Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen ist mit der Verfahrensanweisung VA-1-002 geregelt.

Organisation und Personal

Organisationsstruktur

Die Gesamtverantwortung für die Shell RR hat der CEO der Shell Deutschland Oil GmbH an den Raffineriedirektor (RD) der Rheinland Raffinerie übertragen. Die vom Raffineriedirektor wahrzunehmenden Aufgaben, sind im Organisationshandbuch/Hauptaufgaben festgelegt. Dazu gehört auch die Verpflichtung zur

- Erfüllung der Betreiberpflichten nach Störfallverordnung zur Verhinderung von Störfällen und Begrenzung ihrer Auswirkungen für die RR-Betriebsbereiche, Erstellung und Fortschreibung der internen Alarm- u. Gefahrenabwehrpläne, Umsetzung und Überwachung des Sicherheitsmanagementsystems nach StörfallV.

Unmittelbar auf das Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV beziehen sich weitere Verantwortlichkeiten, u. a. für:

- Das Raffinerie-Managementsystem, dessen Umsetzung, dessen regelmäßige Bewertung und dessen Anpassung an verändernde Anforderungen einschließlich DSM / globale Richtlinien.
- Zielsetzung, Planung zur Erreichung der Ziele, Identifizierung und Bewertung von Risiken und ggf. Einleiten von korrigierenden Maßnahmen.
- Veranlassung ständiger Verbesserungsmaßnahmen.
- Einhaltung aller gesetzlichen Vorschriften und Einleitung von Maßnahmen, um die Raffinerie auch in der Zukunft alle gesetzlichen Vorschriften erfüllen zu lassen.

Die *Delegation der Betreiberverantwortung* ist wie folgt geregelt:

- Der Raffineriedirektor (RD) delegiert die Betreiberverantwortung an den Manager Production (DMS/61; MM). Der RD behält eine Aufsichtspflicht, eine Auswahlverantwortung für die Besetzung dieser Position und eine Pflicht zur klaren Delegation der Verantwortlichkeiten.
- Der MM delegiert die Betreiberverantwortung weiter an die Manager der 9 Produktionseinheiten (Production Units / PUs). Der MM behält eine Aufsichtspflicht, eine Auswahlverantwortung für die Besetzung dieser Positionen und eine Pflicht zur klaren Delegation der Verantwortlichkeiten.

Die Production Unit Manager PU Manager sind dann „verantwortlich für den ordnungsgemäßen Betrieb der Anlagen, die Anlagenintegrität und Anlagensicherheit sowie für die Einhaltung gesetzlicher Vorschriften“. Im Rahmen von Projekten werden Aufgaben an die beteiligten Fachabteilungen über-

tragen. Für die Delegation von Aufgaben durch die Vorgesetzten sind laut MHB bestimmte Grundsätze zu beachten:

- Die Mitarbeiter müssen fachlich, persönlich und gesundheitlich geeignet sein.
- Die Zuständigkeits-, Verantwortungsbereiche und Entscheidungsbefugnisse sind eindeutig zu definieren.
- Eine Unterrichtung und Einweisung über die Aufgaben, Verantwortlichkeiten, Befugnisse und Pflichten hat zu erfolgen.
- Personelle, sachliche und finanzielle Mittel sind bereitzustellen.
- Die Aufgabenerfüllung der Mitarbeiter ist durch die Vorgesetzten zu überwachen.

Die Hauptaufgaben der *Organisationseinheiten* der Shell Rheinland Raffinerie werden im Organisationshandbuch beschrieben. Folgende Organisationseinheiten (mit den jeweils untergeordneten Einheiten) werden unterschieden:

- DMS/6 Raffinerie-Direktion
- DMS/61 Production
- DMS/62 Engineering Assurance
- DMS/63 Technologies Services
- DMS/64 Maintenance / Instandhaltung
- DMS/65 Qualität, Gesundheit, Sicherheit und Umwelt (QHSE)
- DMS/66 Business Development
- DMS/67 Projects & Turnarounds
- DMS/68 Economics & Scheduling
- FD/CMG (DFP/6B) Einkauf / Contracting Procurement
- FD/MER (DFM/48) Finance – Controlling, Materialwirtschaft (FI)
- Human Ressources (HR)
- SDO-RE/SAE: Real Estate Asset Protection

Zur Notfallorganisation sind spezielle Festlegungen vorhanden.

Fachlich zuständig für das Sicherheitsmanagementsystem ist die Abteilung:

- DMS/65U Umweltschutz (QHSE-E)
  Immissionsschutz, Störfallrecht, Sicherheitsberichte, Genehmigungsverfahren, Anzeigen , CO_2-Emissionshandel, Gewässer- und Bodenschutz, Abfall, Gefahrgut, HEMP-Prozess, Gefährdungsbeurteilung, HSSE Kompetenzmanagement

Insgesamt hat die Abteilung DMS/65U folgende Aufgaben (Zitat):

- Wahrnehmung der gesetzlichen Beauftragtenfunktionen für Immissionsschutz, Störfall, Gewässer- und Bodenschutz, Abfall, Gefahrgut
- Monitoring, Berichterstattung und Verifizierung des CO2-Emissionshandel
- Gesetzesverfolgung, Verfolgung von Änderungen in Gesetzen und behördlichen Auflagen sowie Shell-Regularien und der sich daraus ergebenden Pflichten in den Bereichen Umwelt inkl. Anlagensicherheit nach StörfallV

- RR Repräsentant und Kontaktstelle zu Aufsichts- und Genehmigungsbehörden im Umweltschutz
- Beratung bei der Planung und Durchführung von Projekten und Plant Changes
- Erstellung und Einreichung von Antragsunterlagen für Genehmigungen und Anzeigen; Koordination der genehmigungsrechtlichen Beratung bei der Planung und Durchführung von Projekten, Plant Changes und Rohrfernleitungen
- Durchführung von Umweltinspektionen
- Fachliche und inhaltliche Beratung im Rahmen des Managementsystems bzgl. ISO 14001, Sicherheitsmanagement nach StörfallV und Shell-Standards
- Erstellung und Fortschreibung der Sicherheitsberichte und Durchführung von Gefahrenanalysen
- Erstellung und Fortschreibung von Explosionsschutzdokumenten
- Environmental-Focal-Point zur Shell-Gruppe
- Erstellung und Einreichung von Antragsunterlagen für Genehmigungen und Anzeigen
- Koordination der genehmigungsrechtlichen Beratung bei der Planung und Durchführung von Projekten und Plant Changes
- Erstellung und Fortschreibung der Sicherheitsberichte
- RR Repräsentant und Kontaktstelle zu Aufsichts- und Genehmigungsbehörden im Rahmen von Genehmigungsverfahren, Anzeigen und Sicherheitsberichten
- Verfolgung von internen und externen Regelungen sowie deren Änderungen in den Bereichen Genehmigungsverfahren, Sicherheitsberichte, Risikobetrachtungen
- Focal Point Maritime (MTA, STASCO, SMBR incl. Audits and Diving)
- Emergency Response Coordinator (Oil Spill) – Incident Command System

Die Aufgaben des QSHE-Fachpersonals und der gesetzlich vorgeschriebenen Beauftragten sowie deren Einbindung in die Betriebsorganisation sind im Anhang zum Managementhandbuch dargestellt.

An die für den Betrieb der Produktionsanlagen und die Durchführung von Projekten zuständigen Einheiten sind neben den Aufgaben zur Sicherstellung eines wirtschaftlichen und effizienten Betriebs explizit auch für die Anlagensicherheit relevante Aufgaben übertragen, wie z. B. die Verantwortung für

- den sicheren Betrieb der Produktionsanlagen oder
- die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und QHSE-Auflagen inkl. der vorgeschriebenen Wartungs- und Instandhaltungstermine.

In Stellenbeschreibungen sind die Aufgaben für das Personal auf allen Organisationsebenen festgelegt.

Ausbildung und Schulung

Auswahl und Einstellung von Personal erfolgen nach einem standardisierten Verfahren entsprechend der Verfahrensanweisung VA-5-201 „Personalplanung und Rekrutierung / „Onboarding“ neuer Mitarbeiter“. Grundlage für die interne und/oder externe Ausschreibung sind Arbeitsplatzbeschreibungen und Kompetenzprofile. Im Verfahren zur Personalauswahl sollen neben der fachlichen Eignung

auch das sogenannte „Goal Zero Mindset“ in die Entscheidung einfließen. Das „Goal Zero Mindset“ wird nicht näher erläutert.

Die Einweisung neuer Mitarbeiter erfolgt im Onboarding-Prozess. Am ersten Arbeitstag wird der neue Mitarbeiter über erforderliche Sicherheitsunterweisungen informiert. Themen der betrieblichen Einweisung sind im Einzelnen im Formular FO-5-201 „Ankündigung und Einweisung neuer Mitarbeiter“ aufgeführt, das ein mitgeltendes Dokument zur Verfahrensanweisung VA-5-201 ist. Das Formular FO-5-201 sieht eine Information über Aufgabe und Verantwortung sowie Art seiner/ihrer Tätigkeit und seine/ihre Einordnung in den Ablauf des Betriebes vor. Die dort im Einzelnen zu behandelnden Themen umfassen u. a. auch die Information zu Managementsystemen. Der Onboarding-Prozess wird mit dem o. g. Formular dokumentiert und archiviert. Die Verfahrensanweisung verweist zusätzlich auf global geltende Einführungs-Checklisten als standardisierte Vorlage sowie auf Arbeitsplatzbeschreibungen als Basis für die individuelle Ausrichtung der Einführung.

Eine Einführung in Weiterbildungsangebote erfolgt bereits bei der Einweisung neuer Mitarbeiter. Qualifikation und Weiterbildung sind in einer eigenständigen Verfahrensanweisung (VA-5-202) geregelt. Die Personalentwicklung inkl. Qualifizierung gehört außerdem zu den Führungsaufgaben im Management. Die Verfahrensanweisung stellt einen systematischen Ablauf dar, in dem ausgehend von den im Einzelfall benötigten Kompetenzen der Bedarf für Fortbildung bzw. Training ermittelt und ein individueller Trainingsplan erstellt wird. Der Trainingsplan wird dem Mitarbeiter über ein dafür eingerichtetes System (Shell Open University, SOU) zugewiesen. Die absolvierten Lernaktivitäten werden damit erfasst und können bewertet werden: Das Vorgehen bei der Durchführung von Lernaktivitäten ist im „Learning Management System“ dokumentiert. Die Bewertung erfolgt zunächst durch den Teilnehmer. Falls erforderlich wird ein zusätzliches Assessment nach vorgegebenem Standard durchgeführt. Nachweise zur Teilnahme und Durchführung der Lernaktivitäten werden in der Personalakte und dem „Learning Management System“ hinterlegt. Die Auswertung (Wirksamkeit) erfolgt gemeinsam durch Mitarbeiter und Vorgesetzte. Für die „Änderung am vorhandenen Trainingsplan“ sowie für die „Auswahl geeigneter Lernaktivitäten“ sind Teilprozesse in der Verfahrensanweisung VA-5-202 definiert. Im Hinblick auf individuelle Inhalte von Trainingsprogrammen und Lernaktivitäten werden Arbeitsplatzbeschreibungen und Sicherheitsvorschriften herangezogen.

Die Berücksichtigung notwendiger HSSE-Kompetenzen leitet sich allgemein aus der Vermittlung der HSSE-Grundsätze der Rheinland Raffinerie ab. Darüber hinaus ist für Mitarbeiter, die das Management von HSSE-Risiken beeinflussen, ein Prozess „HSSE-Kompetenzen“ (VA-5-205) etabliert. Mit diesem Prozess werden HSSE-kritische Positionen und HSSE Kompetenz-Anforderungen identifiziert, die in die Aufstellung des Entwicklungs- und Trainingsbedarfs für HSSE-Kompetenzen einfließen.

Einbeziehung des Personals von Subunternehmen

Zur Einbeziehung des im Betriebsbereich beschäftigten Personals von Subunternehmen: siehe Kapitel 6.11.

Ermittlung und Bewertung der Gefahren von Störfällen

Die Untersuchung zum Thema „Ermittlung und Bewertung der Gefahren von Störfällen“ erfolgt im Rahmen der Auswertung der Sicherheitsberichte, siehe Kapitel 6.1.

Überwachung des Betriebs

In der Überwachung des Betriebs werden die organisatorischen Vorkehrungen zur Gewährleistung des bestimmungsgemäßen Betriebs zusammengefasst. Wichtige Elemente sind Anweisungen, Inspektionen/Kontrollen, Instandhaltung, Freigabeverfahren und die innerbetriebliche Kommunikation. Im Folgenden wird i. W. auf das Themen „Anweisungen“ und „Kommunikation“ eingegangen. Weitere hier relevante Themen werden an anderer Stelle des vorliegenden Berichts behandelt, insbesondere

- Prüfmanagement: siehe Kapitel 6.12, 6.13, 6.14
- Instandhaltung und Wartung: siehe Kapitel 6.15

Das Managementsystem der Rheinland Raffinerie beinhaltet ein System von Anweisungen für den Betrieb der Raffinerie. Das Managementsystem unterscheidet drei Kategorien von Anweisungen:

- Verfahrensanweisungen (VA)
  Organisatorische, strukturierte, raffinerieweite/bereichsübergreifende Verfahren/Prozesse; „Pflichtelemente“ aus ISO-Standards; Prozesse großer Bedeutung / Wichtigkeit (allgemeine Beschreibung)
- Werksanweisungen (WA)
  Beschreibung von Prozessen, Arbeitsabläufen oder Tätigkeiten mit abteilungsübergreifender Bedeutung / Relevanz (detaillierter als eine Verfahrensanweisung) mit
- Arbeitsanweisungen (AA)
  Beschreibung zur Durchführung eines/r abteilungsspezifischen Verfahrens / Tätigkeit (hoher Detaillierungsgrad)

Die Erstellung von Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen ist einer Verfahrensanweisung (VA-1-002) geregelt. Dadurch wird unabhängig von den Regelungsinhalten eine einheitliche Gliederung vorgegeben. Neben diesem formalen Aspekt werden entsprechend VA-1-002 auch notwendige Eingaben für die Abläufe bei Revision, Prüfung und Freigabe von Anweisungen sowie zur Dokumentenlenkung verlangt.

Die Verfahrens- und Werksanweisungen werden in fünf Gruppen eingeteilt:

- Kapitel I - Refinery Management System
- Kapitel II – HSSE-Management
- Kapitel III - Hydrocarbon Management [Produktrealisierung]
- Kapitel IV - Asset Management [Projekt- und Instandhaltungsmanagement]
- Kapitel V - Essential Services Management [Unterstützungsprozesse]

In einer Gesamtliste relevanter Verfahrens- und Werksanweisungen sind die für die Umsetzung der StörfallV relevante Anweisungen besonders gekennzeichnet.

Eine eindeutige Abgrenzung zwischen Verfahrens- und Werksanweisung ist alleine anhand des Detaillierungsgrades nicht möglich. Der Geltungsbereich ist generell, für die meisten Verfahrens- und Werksanweisung, auf die gesamte Rheinland Raffinerie festgelegt. Die Verfahrensanweisung lässt Freiräume bei der Gestaltung zu. Auch innerhalb einer Gruppe von Anweisungen (insbes. Werksan-

weisungen) können deutliche Unterschiede im Detaillierungsgrad bestehen. Einige Werksanweisungen beschreiben in allgemeiner Weise einen Ablauf oder organisatorische Vorkehrungen (z. B. WA-2-130 „Sicherheitsbeauftragte“). Andere Werksanweisungen enthalten konkretere Vorgaben oder Fragestellungen für einzelne Verfahrensschritte bis hin zu detaillierten Anweisungen für bestimmte Tätigkeiten. Dementsprechend kann, je nach Anwendungsbereich, ein unterschiedlicher Bedarf für zusätzliche Anweisungen zur Ausführung der Verfahrens- oder Werksanweisung gegeben sein. Die unterschiedliche Gestaltung ist in vielen Fällen beabsichtigt: Bei einem großen (raffinerieweiten) Anwenderkreis wird eine größere Detaillierung einer Verfahrens- oder Werksanweisung gewünscht, um eine einheitliche Umsetzung zu unterstützen. Wenn größere Risiken mit dem Prozess bzw. Arbeitsablauf verbunden sein können, ergibt sich daraus der Bedarf, viele Einzelheiten zu regeln. Darüber hinaus ist das System „historisch gewachsen“, so dass stellenweise die ursprünglich vorhandenen Unterschiede im Laufe der Zeit egalisiert werden.

Mit Blick auf den unterschiedlichen Detaillierungsgrad wurde vor Ort bestätigt, dass die Abgrenzung zwischen Verfahrens- und Werksanweisungen nicht immer einfach sei. Im Verlauf der Gespräche in den PUs bestand der Eindruck, dass dort in der alltäglichen Praxis die Verfahrens- und Werksanweisungen, auch deren Änderungen, von nachrangiger Bedeutung sind. Wichtiger sind Arbeitsanweisungen, Formulare und sonstige unmittelbar auf die Ausführung der Tätigkeiten bezogenen Unterlagen. In einem Interview wurde explizit der Wunsch nach einer größeren Vereinheitlichung der Werksanweisungen geäußert, um die Anwenderfreundlichkeit zu verbessern. Mündliche Rückmeldungen zur Praxistauglichkeit der Regelungen können ohne formales Verfahren dem Vorgesetzten oder auch unmittelbar an die für das Managementsystem zuständige Stelle (QHSE) gegeben werden.

Außerhalb der im Managementsystem vorgesehenen Systematik der Anweisungen (VA, WA, AA) und mitgeltenden Dokumente haben einige Betriebe individuelle Lösungen entwickelt: Teilweise werden ergänzende Dokumente genutzt (z. B. Checklisten, Ablaufpläne), die sie nach ihren spezifischen Bedürfnissen entwickelt haben, insbesondere zur Unterstützung von Routinearbeiten. Entsprechend der diesbezüglichen Nachfragen vor Ort wird dadurch aber das Managementsystem mit seinen vorhandenen (übergeordneten) Anweisungen nicht außer Kraft gesetzt.

Das Managementsystem umfasst ca. 250 Verfahrens- und Werksanweisungen. Gemäß der „Gesamtliste relevante Anweisungen“ zum Zeitpunkt der Überprüfung, Stand 05.05.2014, waren es 64 Verfahrensanweisungen und 182 Werksanweisungen. Hinzu kommen mehr als 900 Arbeitsanweisungen. Anzahl und Titel der Arbeitsanweisungen gehen aus der „Gesamtliste“ nicht hervor. Die Arbeitsanweisungen werden nicht durch die Abteilung QHSE initiiert sondern dezentral von der jeweils betroffenen Abteilung erstellt. Übergeordnete Organisationsebenen sind im Erstellungsprozess je nach Zuständigkeit im Zuge der Prüfung und Freigabe der Anweisungen sowie Dokumentenlenkung beteiligt. Bis vor kurzem wurden die Arbeitsanweisungen nicht in das Dokumentations-Tool eingestellt. So war auch zum Zeitpunkt der Überprüfung von zentraler Stelle aus (Dokumentationssystem, QHSE-Q noch kein unmittelbarer Überblick und Zugriff auf alle Arbeitsanweisungen möglich. Später wurde präzisiert, dass im Jahr 2011/2012 damit begonnen wurde, auch die Arbeitsanweisungen in das Dokumentations-Tool aufzunehmen. Nach einer Übergangsphase werden dann alle Arbeitsanweisungen, wie jetzt schon die Verfahrens- und Werksanweisungen, zentral verwaltet und im Intranet verfügbar sein.

In den Verfahrens- und Werksanweisungen werden Bezüge zu Arbeitsanweisungen, die ggf. im Einzelfall ergänzend heranzuziehen sind, nicht oder nur als Sammelbegriff, z. B. „Relevante Arbeitsanweisungen“, angegeben. Das ist so beabsichtigt, da die Arbeitsanweisungen meist sehr abteilungsspezifisch ausgerichtet und daher kaum übertragbar sind. Innerhalb der Arbeitsanweisungen wird jedoch auf die übergeordnet geltenden Verfahrens- und Werksanweisungen verwiesen.

In einigen Gesprächen vor Ort wurde die vorhandene und weiter zunehmende Anzahl der zu beachtenden Vorschriften angesprochen. Dies umfasst zum einen die Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen mit mitgeltenden Dokumenten der Rheinland Raffinerie und zum anderen übergeordnete Standards der Shell-Group. Die Vielzahl der Vorschriften wurde teilweise als eine „Begleiterscheinung“ des umfassenden Managementsystems gesehen, die sich nicht unbedingt an den Bedürfnissen der Praxis orientiert. Damit verbunden ist auch eine wachsende Informationsmenge, die bezüglich der Relevanz für den eigenen Zuständigkeitsbereich zu verarbeiten ist. Beispielhaft wurde in einer PU mit externer Zuarbeit ein Computer basiertes Informationssystem (WIKI) aufgebaut, um damit einfachen Zugriff auf die für den Aufgabenbereich bzw. für die Tätigkeit jeweils relevanten Informationen und Regelungen zu bekommen. Es geht bei diesem WIKI explizit nicht darum, ein Parallelsystem zu den vorhandenen Anweisungen im Rahmen des Sicherheitsmanagementsystems zu entwickeln, sondern die Informationsbeschaffung in der PU zu erleichtern.

Entsprechend der VA-1-002 „Erstellung von Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen“ sind in den Verfahrens- bzw. Werksanweisungen die jeweils mitgeltenden Dokumente aufzuführen. Die von den Gutachtern eingesehenen Anweisungen verweisen i. W. auf andere Verfahrens- oder Werksanweisungen sowie Formblätter, die im Managementsystem archiviert sind. In den Anweisungen (VA, WA) werden aber auch mitgeltende Dokumente genannt, die nicht unmittelbar Teil des Managementsystems der Shell RR sind. Dies sind beispielsweise allgemeingültige Normen (Regelwerk), Betriebsvorschriften (Hersteller), übergeordnete Standards (z. B. SDO-Richtlinien) oder im Einzelfall nicht weiter qualifizierte Einträge („Leitfaden …“, „Liste …“). Sofern solche Dokumente Verbindlichkeit im SMS Shell RR haben, muss gewährleistet sein, dass mögliche Änderungen rückwirkungsfrei sind. Generell besteht entsprechend der VA-1-002 der Anspruch, dass in der Auflistung der mitgeltenden Dokumente kenntlich gemacht werden soll, ob die Dokumente zusätzliche verpflichtende Anforderungen enthalten oder ob die Dokumente nur als Hintergrundinformation aufgeführt werden. Diese Unterscheidung lässt sich in den vorliegenden Verfahrens- und Werksanweisungen jedoch nicht erkennen.

Die interne Kommunikation liegt in der Verantwortung der Führungskräfte aller Ebenen. Kommunikation erfolgt in der Regel kaskadiert durch die Linie. Dazu gehört auch die Aufgabe, Änderungen im Bereich der Verfahren, Prozesse oder Standards einzuführen und für die Einhaltung zu sorgen. Das Verfahren und grundlegende Prinzipien der Kommunikation sind in der Verfahrensanweisung VA-1-300 „Interne und externe Kommunikation“ geregelt. Die Gespräche vor Ort bestätigten den Eindruck, dass von den Vorgesetzten die Kommunikation (Informationsweitergabe und Rückmeldung) mit den Mitarbeitern – auch außerhalb der formal vorgeschriebenen Unterweisungen etc. – als Aufgabe mit hohem Stellenwert wahrgenommen und ausgeübt wird. Ein wesentliches Element sind Besprechungen, die regelmäßig und weitgehend nach standardisiertem Ablauf durchgeführt werden.

Sichere Durchführung von Änderungen

Siehe Kapitel 6.7 (Technik) und Kapitel 6.8 (Organisation).

Planung für Notfälle

Siehe Kapitel 6.17.

Überwachung der Leistungsfähigkeit des Sicherheitsmanagementsystems

Maßnahmen zur Überwachung des Managementsystems sind insbesondere:

- Auditsystem
- Kennzahlen zur Steuerung des Managementsystems
- Auswertung von Ereignissen und sonstigen Betriebserfahrungen

Diese Maßnahmen sind auch im Managementsystem der Shell Rheinland Raffinerie integriert.

Audits

Die Prozessüberwachung ist als Bestandteil der Prozesse in den Prozessbeschreibungen im Managementhandbuch dargestellt. Durch den Managementprozess wird der Auditplan vorgegeben. Die Auditergebnisse fließen zurück als Input in den Managementprozess und gehen dort die Steuerung des Managementsystems und in den kontinuierlichen Verbesserungsprozess ein.

Die Verfahrensanweisung VA-1-005 „Audits“ regelt die Organisation und Durchführung von Audits. Sie ist Bestandteil des Sicherheitsmanagementsystems nach § 8 StörfallV und ist somit auch für die „Überwachung der Leistungsfähigkeit des Sicherheitsmanagementsystems“ nach Maßgabe der StörfallV einzusetzen. Shell hat ein System verschiedener Audits eingeführt, in dem folgende Maßnahmen zusammengefasst sind:

- RLR-interne Audits (Systemaudits, Prozessaudits)
- PU-Cross-Audits / Cluster PSFO
- Betriebsrundgänge (ASA Rundgänge)
- PSFO
- PER
- Externe Audits
    - Zertifizierungsaudit
    - Audits der Shell Gruppe oder durch Downstream Manufacturing
    - Behördeninspektionen

Einige der genannten Maßnahmen sind (auch) den Bereichen Inspektion oder Betriebsüberwachung zuzuordnen. Die externen Audits dienen der Zertifizierung entsprechend der Normierung zu speziellen Managementaufgaben (z. B. Qualität, Umwelt). Die behördlichen Inspektionen sind nicht als integraler Teil des Managementsystems zu sehen. Im Hinblick auf die Überwachung des Sicherheitsmanagementsystems sind vor allem die internen Audits relevant.

- Systemaudit: Prüfung und Beurteilung der Wirksamkeit, Funktionsfähigkeit und Implementierung des Integrierten Managementsystems in der Organisation / innerhalb von einzelnen Abteilungen.
- Prozess- / Themenaudits: Beurteilung der Wirksamkeit der Arbeits- und Ablaufprozesse (repräsentative Stichprobe), ferner die Untersuchung und Bewertung von definierten Themen und Schnittstellen.

Wesentliche Aspekte der Vorgaben zum Auditverfahren sind:

- Auditkalender (Plan): betroffene Organisationseinheiten bzw. Prozesse/Themen, Art des Audits, Audittermin, Auditoren, Ansprechpartner / Koordinator.
  Genehmigung durch die Raffinerieleitung (Site Process Owner) und zusätzlich Regional Vice President genehmigt. Ggf. erforderliche Korrekturen müssen genehmigt werden.
- Durchführung/Leitung: interne Auditoren mit spezieller Qualifikation.
- Vorbereitung: Fragenliste (Auditoren ggf. mit Abteilung „Management-Systeme").
  Grundlagen: Ergebnisse vorangegangener Audits, externe und interne Vorgaben für das Managementsystems, Prozessdokumentation.
  Pflichtthemen, in den PUs bspw. „Anlagensicherheit" und „Einhaltung von Nebenbestimmungen"; darüber hinaus Themenkatalog.
- Ablauf: Überprüfung anhand Fragenliste, ggf. mit Erweiterungen.
- Ziel:
  - Einhaltung der Anforderungen Regelungen (Managementsystems und/oder Prozessablauf).
  - Hinweise auf Stärken oder Schwachstellen.
- Auditprotokoll (Auditoren).
- Schlussgespräch: einvernehmliche Abstimmung der Ergebnisse und Korrekturmaßnahmen mit den Beteiligten und dem zuständigen Mitglied der Raffinerieleitung.
- Auditbericht (Formblatt): Angaben zu Abweichungen, Stärken und/oder Empfehlungen mit Prioritäten.
- Rating der Audit Findings: entspr. Downstream Manufacturing Rating (siehe Abbildung).
- Aktionsverfolgung: für das Rating „Red", „Yellow", „Dark Blue" im FAM-System und für das Rating „Light Blue" nach Entscheidung der Raffinerieleitung.
- Auditbericht (Formblatt) und Information der betroffenen Abteilungen. Archivierung durch die Abteilung „Management Systeme".
- Nachverfolgung der Korrekturmaßnahmen: entspr. WA-1-100 „Aktionsverfolgung".
  Verantwortlich für die termingerechte Durchführung der Maßnahme ist der Aktionsnehmer.
  Die Nachverfolgung erfolgt durch den Kategorieadministrator „interne Audits".

Zur Bewertung der Ergebnisse wird eine Art „Risikoeinstufung" (hier bezogen auf mögliche Konsequenzen) vorgenommen.

Rating Level	Definition
Red	The finding is likely to cause a high, undesirable effect on the achievement oft he entity's objectives and/or is likely to have a notable impact on other Shell entities, therefore warranting immediate reporting to Senior Management (for example, BU or business level).
Yellow	The finding is likely to cause a high, undesirable effect on the achievement of one of the entity's objectives, warranting reporting to the auditee's management.
Dark Blue	The finding is likely to cause measurable, undesirable effects on the achievement of one of the entity's objectives.
Light Blue	The weakness is unlikely to have a measurable, undesirable impact on the entity's objectives, but its correction would Enhance the risk-based control framework or aid in the achievement of objectives.

Abbildung 5 - Einstufung der Auditergebnisse (Rating der Audit Findings) (VA-1-005)

In den Gesprächen vor Ort wurde bestätigt, dass die Vorgaben bezüglich Organisation und Durchführung der Audits sorgfältig beachtet werden. Dies ist im Eigeninteresse der Betroffenen, da sie aus den Audit wertvolle Ergebnisse (auch Hinweis auf Stärken) erwarten können. Darüber hinaus trägt dazu auch die Überwachung bzw. Beteiligung im Verfahren bis hinauf in die Ebene der Raffinerieleitung und die systematische Nachverfolgung der vereinbarten Aktionen bei. Abweichungen sind mit einem relativ aufwändigen Verfahren verbunden. Dennoch werden die Audits nicht als starres System eingesetzt. Ablauf und Themen (Fragen) werden ggf. kurzfristig, u. U. auch noch während des Audits, auf aktuelle Anlässe (Ereignisse, Änderungen) bezogen. Bei gegebenem Anlass (z. B. Ereignisse) können Audits „spontan“ durchgeführt werden.

Kennzahlen

Gesamtziele und Programme für die Rheinland Raffinerie werden jährlich überprüft und festgelegt. Sie werden abgeleitet aus

- übergeordneten „Visionen“, Unternehmensgrundsätzen und –politiken der Rheinland Raffinerie,
- Vorgaben von SDO / Downstream / Chemicals,
- Ergebnissen aus dem Benchmarking (u.a. weltweites Shell-Raffinerien Benchmarking (BIC), Solomon.

Die allgemeingültigen Vorgaben im Targets- und Ressourcen Plan (T&R) werden auf die Rheinland Raffinerie zugeschnitten. Dadurch kann eine Anpassung an die Gegebenheiten des Standorts und bestimmte dort gewählte Schwerpunkte erfolgen.

Die Zielgrößen sind nach Fokusthemen strukturiert zu denen u. a. auch „Arbeitssicherheit / Anlagensicherheit“ gehört. Aus den Zielgrößen sollen Messgrößen abgeleitet werden, die nach festgelegten Frequenzen erhoben und in den „Key Perfomance Indicator (KPI)“ dokumentiert werden.

Das sogenannte „Rheinland Navi“ zeigt in grafische Übersicht über die Messgrößen und deren aktuellen Stand. Für die Überprüfung lag es mit Stand April 2014 vor. Die Grafik hängt an vielen Stellen innerhalb der Gebäude auf dem Raffineriegelände aus. Dort dargestellte Zielgrößen sind:

- Goal Zero
- Produktqualität
- Anlagenzuverlässigkeit
- Kosten
- Energie & CO_2
- Marge
- Mitarbeiter & Kompetenz

Im Bereich „Goal Zero“ wird Anlagensicherheit i. W. durch die Anzahl größerer Leckagen (LOPCs > 100 kg) erfasst.

Tabelle 4: Ausschnitt aus “Rheinland Scorecard 2014 – Safety / Goal Zero“

Priority	Indicator (KPI)	Unit	Actual	Ytd	Target 2014			No. 1 Germany
					Minimum requirement	Goal	Excellent	
SAFETY / GOAL ZERO	TRCF- Total Reportable Case Frequency	Index accidents per 1m hours worked	-	0,0	GOAL ZERO			<1
	LOPCs > 100 kg	Qty	1,0	4	GOAL ZERO			<10
	...	...	...	...	...	...	...	...

Das System wurde im Gespräch mit der Raffinerieleitung erläutert: „Rheinland Navi“ und „Rheinland Scorecard“ zeigen i. W. die übergeordneten Vorgaben für den Raffineriestandort. Innerhalb der Raffinerie können andere bzw. zusätzliche Kriterien herangezogen werde, z. B. in Form strengerer Zielwerte (geringer Anzahl von Ereignissen) oder durch zusätzliche Messgrößen. So werden beispielsweise auch Leckagen < 100 kg erfasst. Die Kriterien sind auf die einzelne Organisationseinheit zugeschnitten. Die Organisationseinheiten erhalten konkrete Zielvorgaben, anhand derer sie bewertet werden; in den PUs beispielsweise betreffend Margen, Anzahl von Betriebsunterbrechungen oder Einhaltung von Inspektionsterminen.

Auswertung von Ereignissen und sonstigen Betriebserfahrungen

Siehe Kapitel 6.9 und 6.10

Systematische Überprüfung und Bewertung

Die systematische Überprüfung und Bewertung des Managementsystems erfolgt mit dem Management-Review. Das Management-Review ist dem Managementprozess zugeordnet und wird im Managementhandbuch wie folgt beschrieben (Zitat):

Eine umfassende Bewertung des Managementsystems erfolgt jährlich. Dabei werden anhand der Berichte der QHSE-Fachfunktionen und festgelegter HSSE-kritischer Prozesse die QHSE-orientierten Zielsetzungen mit der erreichten Leistung abgeglichen, Verbesserungspotenziale und Möglichkeiten zu deren Umsetzung identifiziert und aufgrund dessen eine Bewertung des Managementsystems vorgenommen.

Wesentliche Elemente dieser Bewertung sind:

- Zielverfolgung vereinbarter Ziele des Vorjahres anhand der KPI-Auswertung u. a.
- Ergebnisse interner und externer Audits
- Umweltaspekte
- Kundenzufriedenheit, Produktreklamationen
- Beschwerden
- Umgang mit interessierten Kreisen (Nachbarschaft, Öffentlichkeit etc.)
- Schulungsaktivitäten
- Manufacturing Kernprozesse

Das Ergebnis wird von der Abteilung Qualitätsmanagement dokumentiert.

Zusätzlich zu der jährlichen umfassenden Überprüfung erwähnt das Managementhandbuch weitere Sitzungen bzw. Gremien, die sich kürzeren Abständen mit Teilaspekte des Managementsystems beschäftigen. Sie keine umfassende Überprüfungen, können aber notwendige Beiträge zum jährlichen Management-Review leisten.

Zur Auswertung lag eine Präsentation „Rheinland Raffinerie, Annual Management Review 2013 – Protokoll“ vor.

6.2.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Unternehmenspolitik und Managementgrundsätze

Die Shell Rheinland hat eine Unternehmenspolitik und Managementgrundsätze formuliert. Aus der Unternehmenspolitik werden Unternehmensziele abgeleitet, in denen die verschiedenen Unternehmensziele gleichrangig behandelt werden. In den Managementgrundsätzen ist Anlagensicherheit als eigenständiges Ziel nicht explizit hervorgehoben, aber mittelbar als Teil von „Umweltschutz“ gesehen. Die Zielsetzung „Anlagensicherheit“ ist nur aus dieser Verknüpfung sichtbar. Diese Einordnung schlägt sich auch in Prozess- bzw. Abteilungsbezeichnungen (HSSE/R, QHSE) nieder. Das lässt sich durch die Historie des Managementsystems erklären, in der das Sicherheitsmanagementsystem später eingefügt wurde.

Aus Sicht der Gutachter verfügt Shell über eine Unternehmenspolitik bzw. Managementgrundsätze, in denen (implizit) Anlagensicherheit berücksichtigt ist und die in diesem Sinne grundsätzlich geeignet für die Umsetzung in einem Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV ist.

Einschränkend ist festzuhalten, dass Anlagensicherheit nur als Teilziel von Umweltschutz behandelt wird. Der besondere Stellenwert der Anlagensicherheit sollte jedoch dadurch zum Ausdruck kommen, dass sie konsequent als eigenständiges Ziel ausgewiesen wird, wie es bei anderen Managementaufgaben der Fall ist. Dies entspricht auch der Intention der StörfallV, mit der Anforderungen an ein spezielles Sicherheitsmanagementsystem, das zusätzlich zu anderen Teilen des Managementsystems realisiert wird, gestellt werden.

Weiterhin ist festzustellen: Ein Managementsystem, insbesondere ein Integriertes Managementsystem, verfolgt unterschiedliche Aufgaben, die auch in den o. g. Zielsetzungen zum Ausdruck kommen. Bei der Umsetzung im Managementsystem können daher Zielkonflikte, beispielsweise zwischen Anlagenverfügbarkeit (Margen) und Anlagensicherheit, auftreten. In solchen Fällen müssen Prioritäten gesetzt werden. Zum Erhalt eines hohen Sicherheitsniveaus ist in Zweifelsfällen (Zielkonflikte) der Sicherheit Vorrang zu geben. Der ältere Sicherheitsbericht der RR Süd (2011) enthält eine entsprechende Formulierung, die im jüngeren Sicherheitsbericht der RR Nord (2014) fehlt. Die Vorrangstellung der Sicherheit sollte aufgrund der damit verbundenen Signalwirkung und der grundsätzlichen Bedeutung für das gesamt Managementsystem bereits in der Unternehmenspolitik und den Managementgrundsätzen verankert werden. Bei der Überarbeitung der Sicherheitsberichte sollte die Aufnahme einer geeigneten Formulierung (vgl. Sicherheitsbericht RR Süd, 2011) geprüft werden. Dieser Grundsatz müsste dann auch in die übergeordneten Dokumente „HSSE & SP Verpflichtung und Politik“ sowie „Shell Qualitätsgrundsätze“ übernommen werden. In den untergeordneten Regelungsebenen ist dieser Grundsatz weiter umzusetzen.

Aufbau des Managementsystems

Für die Gestaltung von Sicherheitsmanagementsystemen nach Störfall-Verordnung wurde bislang keine eigenständige Normierung entwickelt. Das Managementsystem der Shell RR basiert auf einschlägigen Normen, die im Bereich der grundlegenden Anforderungen auch für Sicherheitsmanagementsysteme anwendbar und geeignet sind. Die Realisierung des Sicherheitsmanagementsystems in einem Integrierten Managementsystem entspricht der Praxis, die bei Organisationen dieser Größenordnung zu erwarten ist.

Das Managementsystem der Shell Rheinland Raffinerie ist gekennzeichnet durch einen prozessorientierten Ansatz, eine hierarchische Struktur der Regelungen und Dokumentation sowie Überprüfungszyklen, die kontinuierliche Verbesserungs- und Anpassungsprozesse gewährleisten. Es erfüllt damit die grundlegenden Merkmale von Managementsystemen allgemein, die auch Bestandteil der o. g. Normen sind.

Die Belange der Anlagensicherheit werden im Aufbau des Managementsystems durch den Bezug auf das Sicherheitsmanagementsystem der StörfallV berücksichtigt. Sicherheitsbezogene Zielsetzungen sind sowohl für das Managementsystem insgesamt als auch für die einzelnen Prozesse definiert.

Organisation und Personal

Das Managementsystem der Rheinland Raffinerie erfüllt hinsichtlich „Organisation und Personal“ die Anforderungen der Störfall-Verordnung. Diese Bewertung beruht auf folgenden Erkenntnissen:

Organisationsstruktur

- Es ist ein Sicherheitsmanagementsystem als Teil des Integrierten Managementsystems vorhanden. Durch eine entsprechende Selbstverpflichtung ist sichergestellt, dass die Regelungen für die gesamte Rheinland Raffinerie verbindlich sind.
- Die oberste Gesamtverantwortung für die Anlagensicherheit sowie für das Sicherheitsmanagementsystem ist eindeutig dem Raffineriedirektor zugeordnet. Die Delegation der Betreiberverantwortung bzw. von Teilaufgaben ist dokumentiert (OHB). Für die Delegation gelten Grundsätze, die sicherstellen, dass die übertragenen Aufgaben auch tatsächlich erfüllt werden können.
- Die fachliche Zuständigkeit der Abteilung QHSE-E (inkl. Managementbeauftragte) für das Sicherheitsmanagementsystem ist innerhalb der Organisationsstruktur angemessen, da diese Abteilung gleichzeitig wesentliche Aufgaben zur Erfüllung der Anforderungen der StörfallV übernimmt.
- Hauptaufgaben, Funktionen und Zuständigkeiten der Funktionseinheiten sowie die Stellung der Beauftragten sind festgelegt. Die Hauptaufgaben der Organisationseinheiten berücksichtigen die im jeweiligen Zuständigkeitsbereich für die Anlagensicherheit relevanten Aspekte. Damit ist eine Umsetzung der diesbezüglichen Managementgrundsätze in der Organisationsstruktur erkennbar.

Personal

- Es ist ein Verfahren für die Auswahl und Einführung neuer Mitarbeiter definiert.
- Die Auswahlkriterien für die Stellenbesetzung beschränken sich nicht auf die rein fachliche Qualifikation sondern können in einer umfassenderen Betrachtung auch persönliche Faktoren berücksichtigen. Die genauen Inhalte des „Goal Mindset“ konnten allerdings nicht nachvollzogen werden.
- Der Ausbildungs- und Schulungsbedarf des Personals wird in einem standardisierten Verfahren ermittelt. Im Einzelfall notwendige HSSE-Kompetenzen können mit besonderem Stellenwert berücksichtigt werden. Es werden individuelle Trainingsprogramme aufgestellt. Die Durchführung wird systematisch ausgewertet und ermöglicht eine Optimierung nach aktuellen Erkenntnissen.

Ermittlung und Bewertung der Gefahren von Störfällen

Siehe Kapitel 6.1.

Überwachung des Betriebs – Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen

Aus Sicht der Gutachter hat sich das in der Rheinland Raffinerie eingeführte System von Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen grundsätzlich bewährt. Die darauf bezogenen Anforderungen der StörfallV werden erfüllt: Aus der Sachstandserhebung ergaben sich keine Hinweise auf ungeregelte

Abläufe, die außerhalb des im Managementsystem abgedeckten Bereichs abgewickelt werden. Alle relevanten Festlegungen sind schriftlich dokumentiert. Insbesondere ist festzustellen, dass für alle gemäß StörfallV zu regelnde Punkte systematische Vorgehensweisen eingeführt und verbindlich festgelegt sind. Ebenso sind Prozeduren für Revision, Freigabe und Dokumentenlenkung definiert, so dass einerseits eine regelmäßige Überprüfung und Überarbeitung mit einer entsprechenden Qualitätssicherung gewährleistet werden kann und andererseits notwendige Anpassungen zeitnah eingepflegt werden können. Alle Mitarbeiter haben Zugang zu den im Managementsystem verwalteten Regelungen (z. B. Intranet). Bis vor kurzem bestand eine Lücke im Dokumentationssystem, da darin die Arbeitsanweisungen nicht erfasst waren. Man hat aber bereits 2011/2012 damit begonnen, diese Lücke zu schließen. Die Arbeitsanweisungen werden zukünftig in gleicher Weise im Dokumentations-Tool verwaltet wie Verfahrens- und Werksanweisungen.

Im Rahmen der Überprüfung wurden Optimierungsmöglichkeiten erkannt, die über die Anforderungen der StörfallV hinausgehen, mit denen die Praxistauglichkeit und Anwenderfreundlichkeit des Systems verbessert werden könnte. Die Prüfung dieser Punkte sollte im Rahmen der regulären Revisionsprozesse angegangen werden:

- In einigen Bereichen werden bei der Abwicklung bestimmter Tätigkeiten neben den Arbeitsanweisungen auch individuell erstellte Unterlagen (z. B. Checklisten, Ablaufpläne) herangezogen. Nach Wahrnehmung der Gutachter sind sie als zweckmäßige Ergänzung zu verstehen ohne jedoch die Regelungsinhalte des Managementsystems insgesamt in Frage zu stellen. Vor Ort dezentral gepflegte Dokumente erlauben eine hohe Flexibilität. Als nachteilig kann sich aber erweisen, dass sie ein Eigenleben außerhalb der zentralen Steuerung des Managementsystems entwickeln können. Dies birgt die Gefahr von Inkonsistenzen. Im Managementsystem sollten grundsätzlich alle für die Durchführung von Arbeiten maßgeblichen Vorgaben bekannt sein. Es sollte geprüft werden, ob im Einzelfall zusätzliche mitgeltende Dokumente in die Anweisungen aufzunehmen sind. Ggf. könnten auch bestehende Anweisungen erweitert oder für den individuellen Bedarf geeignete Dokumente durch das zentrale Management zur Verfügung gestellt werden.
- Die Verfahrens- und Werksanweisungen sind in ihrer Gestaltung und im Detaillierungsgrad sehr unterschiedlich. Die Unterschiede können durch Anwendungsbereich und Regelungsinhalte begründet sein. Es ist jedoch zu bedenken, dass eine durchgängige Systematik den effizienten Umgang mit dem Managementsystem erleichtern kann. Die Gestaltung der Werksanweisungen sollte daher regelmäßig im Hinblick auf eine einheitliche und am Bedarf der Anwender orientierte Detaillierung geprüft werden. Der Rückfluss aus der Praxis könnte dadurch weiter intensiviert werden, dass Rückmeldungen aktiv eingeholt werden, z. B. durch regelmäßige Nachfrage im Rahmen der Besprechungen, Einweisungen oder Schulungen.
- Das Managementsystem der Rheinland Raffinerie umfasst eine Vielzahl von Prozessen und Anweisungen. Die damit verbundene Komplexität des Regelungssystems kann zu einer Belastung führen und die effiziente Abwicklung von Aufgaben erschweren, insbesondere bei unerfahrenen Mitarbeitern. In der Praxis bewährte Vorgehensweisen zur individuellen Informationslenkung in den Betrieben (Bsp. WIKI) sollten im Sinne einer „best practice“ raffinerieweit kommuniziert und vom Management unterstützt werden.

- In den Verfahrens- und Werksanweisungen sind auch mitgeltende Dokumente genannt, deren Verbindlichkeit im gegebenen Kontext mitunter unklar ist. Die relevanten Arbeitsanweisungen werden nicht konkret angegeben. Entsprechend der VA-1-002 soll aber bei der Auflistung der mitgeltenden Dokumente darauf geachtet werden, dass deren Verbindlichkeit angegeben ist.

Sichere Durchführung von Änderungen

Siehe Kapitel 6.7 (Technik) und Kapitel 6.8 (Organisation).

Planung für Notfälle

Siehe Kapitel 6.17.

Überwachung der Leistungsfähigkeit des Sicherheitsmanagementsystems

Im Managementsystem der Rheinland Raffinerie sind Maßnahmen festgelegt, mit denen die Leistungsfähigkeit des Sicherheitsmanagementsystems überwacht werden kann. Aus Sicht der Gutachter sind die Maßnahmen grundsätzlich zur Erfüllung der diesbezüglichen Anforderungen der StörfallV geeignet.

Audits

Im Hinblick auf die Eignung des Auditsystems sind folgende Aspekte ausschlaggebend:

- Es ist ein umfassendes System von Audits eingeführt worden. Für die Regelungen und Abläufe im Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV werden regelmäßig Audits durchgeführt. Die Durchführung ist verpflichtend.
- Durch die Zuständigkeiten und die Beteiligung der Raffinerieleitung im Verfahren kommt die besondere Bedeutung der Audits für die Leistungsfähigkeit des Managementsystems zum Ausdruck.
- Organisation und Durchführung sind in einer Verfahrensanweisung, die alle Schritte der Auditierung umfasst, geregelt.
- Ablauf, Ergebnisse/Empfehlungen und vereinbarte Korrekturmaßnahmen werden dokumentiert und archiviert und sind dadurch längerfristig verfügbar.
- Für die Umsetzung und Nachverfolgung der veranlassten Aktionen sind systematische Verfahren mit festgelegten Zuständigkeiten vorhanden. Durch die begleitende Dokumentation kann der Status nachvollzogen und in einem nachfolgenden Audit aufgegriffen werden.

Zum Rating der Audit Findings sind verschiedene Level definiert, mit denen die Bedeutung (mögliche Konsequenzen) der Ergebnisse eingestuft werden. Entsprechend dieser Einstufung erfolgt dann die Einspeisung und Nachverfolgung im FAM-Prozess (WA-1-100). Der FAM-Prozess ist ein Verfahren zur Nachverfolgung von raffinerieweiten Aktionen und Aktivitäten. Die Verwaltung aller Aktionen, die aus Auditergebnissen resultieren gemeinsam mit Aktionen aus anderer Veranlassung in einem zentralen System, ist vorteilhaft.

Das Rating der Audit Findings gleicht im Aufbau der Risk Assessment Matrix (RAM) geregelt in der Verfahrensanweisung VA-1-006. Die RAM soll auch für die Einstufung von Audit Findings angewendet

werden (VA-1-006, Abschnitt 3.2.3). In diesem Sinne wäre die RAM als Grundlage für ein generalisiertes Bewertungssystem konzipiert. Entsprechende Querverweise („Mitgeltende Dokumente“) sind jedoch weder in der Verfahrensanweisung VA-1-006 (RAM) noch in der Verfahrensanweisung VA-1-005 (Audits) vorhanden, so dass die Umsetzung bzw. Verknüpfung auf Ebene der festgelegten Vorgaben unklar bleibt. Die „Risikomatrix“ und das „Rating Audit Findings“ sind in der vorliegenden Form nicht kompatibel. Die Einstufung mit Hilfe der RAM geht von möglichen Ereignisszenarien aus und ordnet Konsequenzen in den Bereichen Personenschäden, Sachschäden, Umweltschäden und Reputation zu. Diese Kriterien sind i. d. R. nicht unmittelbar auf übliche Ergebnisse von Audits anwendbar. Zur Umsetzung der mit der VA-1-006 bezweckten Einstufung der Audit Findings mit Hilfe der RAM müssten zusätzliche Übertragungsschritte und Kriterien definiert werden. Andernfalls müsste das Rating der Audit-Findings eindeutig von der Bewertung im RAM-Prozess getrennt werden.

Kennzahlen/Indikatoren

Das Management der Rheinland Raffinerie verfügt über Kennzahlen mit deren Hilfe die Wirksamkeit des Managementsystems und der darin realisierten Prozesse erfasst wird. An die Organisationseinheiten werden konkrete Zielgrößen weitergegeben.

Auf übergeordneter Ebene sind Zielgrößen für alle Shell-Raffineriestandorte vorgeben. Dieses System ermöglicht einen standortübergreifenden Vergleich anhand weniger Größen. Diese grobe Struktur ist als alleinige Grundlage für die Steuerung des Managementsystems nicht geeignet. In der Rheinland Raffinerie sind aber weitere Kriterien definiert, die als Output des Managementprozesses den Organisationseinheiten als Zielgrößen vorgegeben werden. Die Kriterien werden regelmäßig überprüft und ggf. angepasst. Mit dem entsprechend ausdifferenzierten und flexibel anpassbaren System verfügt das Management über geeignete Steuerungsinstrumente und Verfahren. Damit kann, bei Erfassung geeigneter Indikatoren, grundsätzlich auch die Leistungsfähigkeit entsprechend der Zielsetzung des Sicherheitsmanagementsystems nach StörfallV überwacht werden.

Sicherheitsindikatoren werden als messbare Größen verstanden, die Einblicke in das Sicherheitskonzept einer Anlage ermöglichen. Nach Wahrnehmung der Gutachter haben die in der Rheinland Raffinerie im Bereich Anlagensicherheit verwendeten Indikatoren bislang einen Schwerpunkt auf der Erfassung von bereits eingetretenen Ereignissen oder unzulässigen Abweichungen (Lagging Indicator). Für nachhaltige Veränderungen sind darüber hinaus Indikatoren, die bereits im Vorfeld, vor Eintritt des Ereignisses, erfasst werden können (Leading Indicator), von Bedeutung. Solche Indikatoren können z.B. Häufigkeit und Qualität sicherheitsgerichteter Fortbildungen, Einhaltung der Durchführung von geplanten Inspektionen oder das Kommunikationsverhalten zu sicherheitsrelevanten Erkenntnissen sein, sind jedoch immer spezifisch auf die Gegebenheiten des Unternehmens anzupassen . Ein solches System (Lagging / Leading) wird beispielsweise von der OECD für Chemieanlagen empfohlen. Ansätze bzw. Beispiele für solche Kriterien sind auch im Managementsystem der Rheinland Raffinerie vorhanden. Dennoch soll hier eine generelle Empfehlung zur nachhaltigen Optimierung gegeben werden: In der Rheinland Raffinerie sollte in Zukunft verstärkt auf die Entwicklung von Leading Indicators, die im Vorfeld von drohenden Ereignissen wirksam sind, geachtet werden. Dazu gibt es keine allgemeingültige Vorlage, da diese an die individuellen Gegebenheiten angepasst sein müssen. Die Entwicklung und Überwachung der Indikatoren ist eine ständige Aufgabe des leitenden Managements und ist hier im Managementprozess verortet.

Systematische Überprüfung und Bewertung

Häufige Schwachstellen, die von den Gutachtern in anderen Überprüfungen zum Management-Review in Betriebsbereichen nach StörfallV festgestellt wurden, sind: keine/wenige Vorgaben zur Durchführung, nur Teilaspekte des Managementsystems berücksichtigt, geringe Verbindlichkeit des Verfahrens, unzureichend Auswertung hinsichtlich systematischen Verbesserung des Managementsystems, unzureichende Berücksichtigung von Fragen der Anlagensicherheit.

Aus Sicht der Gutachter ist im vorliegenden Fall das Verfahren zur systematische Überprüfung und Bewertung des Sicherheitsmanagementsystems nach StörfallV geeignet. Die oben beispielhaft genannten Schwachstellen aus anderen Überprüfungen sind hier nicht erkennbar. Diese Wertung beruht i. W. auf der Darstellung des Protokolls zum Management Review 2013 sowie ergänzenden Erläuterungen durch die Raffinerieleitung.

- Vorgaben zur Durchführung des Management-Reviews sind im Managementhandbuch vorhanden. Im Ablauf des Review wird das gesamte Managementsystem berücksichtigt.
- Aufgrund der Dokumentation des Managementsystems (Regelungen, Prozessabläufe) und Unterlagen, die speziell für das Management-Review erstellt werden, liegen umfangreiche Informationen für die Überprüfung und Bewertung vor.
- Zur Bewertung werden Zielgrößen und Angaben zur Zielerreichung, die aus der Überwachung des Managementsystems resultieren, präsentiert. Die Anknüpfung an die Prozesse im Managementsystem ist gegeben.
- Das Management Review hat eine hohe Verbindlichkeit. Ablauf, Ergebnisse sowie vereinbarte Aktionen werden im Protokoll festgehalten. Aktionen aus zurückliegenden Reviews werden systematisch nachverfolgt. Ggf. vorhandene Rückstände bei der Umsetzung sind dokumentiert. Ergebnisse und Maßnahmen aus Audits werden vorgestellt.
- Die Fachabteilungen liefern aus ihrem Zuständigkeitsbereich einen Input zur Fragenliste. Der Ablauf des Reviews ist so geplant, dass im Detail auf einzelne Ereignisse/Aktionen eingegangen werden kann. Dadurch können auch die Ergebnisse eine entsprechende Konkretisierung und Praxisrelevanz erreichen.

Unter dem TOP „HSSE-Performance“ werden spezielle Anlagensicherheit-Themen präsentiert. („Process-Safety incl. Causal Learning“, „Hazard and Effect Management Process & Management of Change Process“). Der Störfallbeauftragte berichtet in einem separaten TOP. Der Störfallbeauftragte erstellt außerdem jährlich einen Bericht der ebenso als Information für das Management-Review zur Verfügung steht.

Verbesserungsvorschläge zum Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV

Tabelle 5: Verbesserungsvorschläge zum Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 2	
Unternehmenspolitik und Managementgrundsätze	
2E1	**Besonderen Stellenwert der Sicherheit hervorheben** In der Unternehmenspolitik und den Managementgrundsätzen wird Anlagensicherheit als Teil des Umweltschutzes verstanden. Der besondere Stellenwert der Anlagensicherheit sollte dadurch zum Ausdruck kommen, dass sie konsequent als eigenständiges Ziel im Managementsystem ausgewiesen wird. Das Managementsystem verfolgt unterschiedliche und teilweise konkurrierende Ziele. In Zweifelsfällen sollte bei der Abwägung unterschiedlicher Entscheidungsoptionen der Sicherheit Vorrang gegeben werden. Dieser Grundsatz sollte durch eine geeignete Formulierung in der Unternehmenspolitik hervorgehoben und in die darauf aufbauenden Dokumente übernommen werden. Die Empfehlungen können beispielsweise dadurch umgesetzt werden, dass „Anlagensicherheit“ als eigenständiges Ziel und der „Vorrang der Sicherheit“ explizit in den Grundsätzen des Managementsystems und im Konzept zur Verhinderung von Störfällen genannt werden.
Überwachung des Betriebs – Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen	
2E2	**Vorgaben vollständig erfassen und zentral verwalten** In einigen Bereichen werden bei der Abwicklung bestimmter Tätigkeiten neben den Arbeitsanweisungen auch individuell erstellte Vorgaben herangezogen. Im Sicherheitsmanagementsystem sollten für die dort geregelten Aufgaben grundsätzlich alle maßgeblichen Vorgaben bekannt sein und nach einheitlichen Verfahren verwaltet werden. Unter Berücksichtigung der betrieblichen Praxis sollte geprüft werden, ob im Einzelfall zusätzliche mitgeltende Dokumente in die Anweisungen aufzunehmen sind. Sofern daraufhin ein weitergehender Regelungsbedarf erkennbar ist, sollte geprüft werden ob bestehende Anweisungen zu erweitern sind.
2E3	**Detaillierungsgrad der Werksanweisungen vereinheitlichen** Die Werksanweisungen können im Detaillierungsgrad sehr unterschiedlich sein. Es sollte einerseits auf eine einheitliche und am Bedarf der Anwender orientierte Detaillierung der Werksanweisungen geachtet werden, andererseits sollte die Detaillierung aber auch den Detailforderungen des jeweiligen Prozesses genügen. Der Rückfluss aus der Praxis könnte dadurch weiter intensiviert werden, dass Rückmeldungen aktiv eingeholt werden, z. B. durch regelmäßige Nachfrage im Rahmen der Besprechungen, Einweisungen oder Schulungen.
2E4	**Best-Practice zur Informationslenkung in der Praxis kommunizieren** In der Praxis bewährte Vorgehensweisen zur Informationslenkung in den Betrieben (Bsp. WIKI) sollten im Sinne einer „best practice“ raffinerieweit kommuniziert und durch das Management unterstützt werden.
2E5	**Verbindlichkeit der in den Anweisungen mitgeltenden Dokumente angeben** In den Verfahrens- und Werksanweisungen sind auch die jeweils mitgeltenden Dokumente genannt. Die VA-1-002 sollte dahingehend umgesetzt werden, dass zum einen alle mitgeltenden Dokumente genannt werden und zum anderen bei der Auflistung der mitgeltenden Dokumente auch deren Verbindlichkeit jeweils angegeben ist.

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 2	
2E6	**Anwendung der RAM bei der Einstufung von Auditergebnissen** Nach VA-1-006 soll die Risikomatrix (RAM) auch für die Einstufung der Auditergebnisse eingesetzt werden. Die in der RAM verwendeten Kriterien sind jedoch nicht unmittelbar auf die Ergebnisse von Audits anwendbar. Für eine Anwendung der RAM bei der Einstufung der Auditergebnissen müssten zusätzliche Kriterien entsprechend dem Rating der Audit Findings nach VA-1-005 aufgenommen werden. Andernfalls müsste das Rating der Audit-Findings systematisch von der Bewertung im RAM-Prozess getrennt werden.
2E7	**Entwicklung von Indikatoren zur Überwachung des Managementsystems** Zur nachhaltigen Weiterentwicklung des Sicherheitskonzepts sollte im Managementprozess in Zukunft verstärkt auf die Einbeziehung von „Leading Indicators“, die im Vorfeld von drohenden Ereignissen wirksam sind, geachtet werden. Leading Indikatoren müssen an das Sicherheitskonzept und die besonderen Gegebenheiten der Raffinerie angepasst sein, da sie im Gegensatz zu den sogenannten „Lagging Indicators“ die Leistungsfähigkeit des Managementsystems und der Sicherheitsmaßnahmen beschreiben und nicht nur ihr Ergebnis.

6.3 Untersuchung der Dokumentationen entsprechend den Vorgaben des Managementsystems.

6.3.1 Aktivitäten der Gutachter

Anforderungen an die Dokumentation bestehen hinsichtlich

- der Managementsystemdokumentation, d. h. Beschreibung und schriftliche Darstellung der Regelungen (Anweisungen etc.) und
- der Prozessdokumentation, d. h. die bei Umsetzung der Prozesse bzw. Verfahren zu erstellenden Dokumente (Berichte etc.).

Die Verfahrensanweisung VA-1-001 regelt das Vorgehen bei der Ausgabe, Änderung und Verwaltung aller systemrelevanten Dokumente sowie die Lenkung und Sicherung von Daten.

- VA-1-001 Lenkung von Dokumenten / Gesetzen / Daten sowie Lenkung von Aufzeichnungen

Mitgeltende Verfahrens- und Werksanweisungen sind:

- VA-1-002 Erstellung von Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen
- VA-1-100 Management of Change (MoC)
- VA-1-020 SAIM – Strategy & Asset Information Management
- VA-4-001 Plant Change Prozedur
- VA-5-052 Beschaffung von Material und Dienstleistungen
- WA-1-040 Normen und Technische Regelwerke – Beschaffung , Aktualisierung, Information und Schulung
- WA-1-075 DocData Management Erstellen und Ändern von Anlagen-Dokumenten
- WA-1-100 Aktionsverwaltung
- WA-4-700 Einsatz von Partnerfirmen

Hinzu kommen weitere Dokumente unterhalb der Ebene der Anweisungen. Insbesondere sind die Listen relevanter Anweisungen mit Festlegung der Zuständigkeiten, Revisionsfristen etc. zu nennen.

Dieser Arbeitspunkt geht auf die Vorgaben zum Dokumentationssystem ein. Es wurde untersucht, ob für die von einem Dokumentationssystem zu erfüllenden Aufgaben systematische und im Hinblick auf das Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV wirksame und geeignete Verfahren mit klaren Zuständigkeiten festgelegt sind. Wesentliche Aufgaben des Dokumentationssystems sind Erstellung und Änderung, Prüfung und Freigabe, Erfassung, Archivierung, Verteilung der zum Managementsystem gehörenden Dokumente. Mit dem Dokumentationssystem muss sichergestellt werden, dass jederzeit die aktuellen Dokumente verfügbar sind. Die o.g. Festlegungen wurden diesbezüglich bewertet und hinsichtlich ihrer Umsetzung ausgewertet.

6.3.2 Sachstand

Die Verfahrensanweisung VA-1-001 unterscheidet zwischen internen Vorgabedokumenten und externen Vorgabedokumenten. Zu den internen Vorgaben gehören die in der Shell Rheinland Raffinerie erstellten und gepflegten Unterlagen:

- Managementsystemdokumentation,
- Spezifikationen,
- Technische Dokumente,
- Blanko-Checklisten, etc.

Die externen Vorgabedokumente liegen außerhalb der unmittelbaren Zuständigkeit der Shell Rheinland Raffinerie, können aber ebenfalls verbindliche Vorgaben enthalten:

- gesetzliche Vorschriften,
- behördliche Genehmigungen,
- technische Richtlinien,
- Shell Regularien etc.

Das grundsätzliche *Verfahren* ist in der Verfahrensanweisung zur Dokumentenlenkung VA-1-001 beschrieben. Der Ablauf wird im konkreten Anwendungsfall zum großen Teil im Verfahren zur Erstellung der Anweisung entsprechend VA-1-002 durch Einträge auf dem Titelblatt der Anweisung gesteuert. Dort sind Angaben betreffend Kennzeichnung, Ersteller, Prüfung, Freigabe, Verteiler und Gültigkeit der Anweisung zu machen.

Die *Zuständigkeiten* bezüglich der Managementsystemdokumentation sind wie folgt geregelt:

Das Managementhandbuch wird durch die Abteilung QHSE erstellt, verwaltet und archiviert (Intranet) und durch den Raffineriedirektor freigegeben.

Für Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen gilt:

- Erstellung: Die Zuständigkeit für die Erstellung (Änderung) und die inhaltliche Verantwortung liegen im Organisationsbereich, der für die beschriebene Reglung relevant ist.
- Prüfung / Freigabe: Der Freigabe-Umlauf wird durch die Abteilung Qualitätsmanagement koordiniert. Entwürfe sind mit den Organisationseinheiten abzustimmen, für die sie in Kraft treten sollen bzw. die für enthaltene Regelungen fachlich Zuständigkeit haben. Die Verteilung erfolgt entsprechend dem Eintrag auf dem Titelblatt der Anweisung. Der Verteiler wird durch den Ersteller festgelegt. Die Systemprüfung wird durch die Abteilung Qualitätsmanagement durchgeführt. Diese Systemprüfung umfasst die formale Prüfung analog der VA-1-002 sowie die Prüfung auf inhaltliche Konsistenz innerhalb des Managementsystems). Weiterhin sind einzubeziehen:
  - der MoC Focal Point für MoC relevante Anweisungen,
  - das Kontraktorenmanagement für PF-relevante Anweisungen,
  - der Product Quality Focal Point für PQ-relevante Anweisungen,
  - der Störfallbeauftrage, für Anweisungen, die die Forderungen nach § 8 StörfallV abdecken.

- Erfassung / Verteilung / Archivierung: Die Information über Erstellung bzw. Änderung und Freigabe von Anweisungen wird durch die Abteilung Qualitätsmanagement an einen festgelegten raffinerieweiten Verteilerkreis verbreitet. Dadurch werden auch Abteilungen bzw. Organisationseiten einbezogen, für die die Anweisung keine unmittelbare Bedeutung hat. Die Kenntnisnahme ist zu bestätigen. Die weitere Kommunikation und Verantwortung für die Umsetzung ist in den Hierarchieebenen von der Raffinerieleitung bis hinunter auf die operative Ebene delegiert. Die Beschäftigten haben über das Intranet Zugriff auf die Dokumente im Sicherheitsmanagementsystem.
  Vor dem Genehmigungsumlauf einer Anweisung entscheidet das Kontraktorenmanagement, ob eine Anweisung Partnerfirmen relevant ist. In diesem Fall erfolgt eine entsprechende Kennzeichnung der Anweisung durch die Abteilung Qualitätsmanagement. Die Information der Partnerfirmen erfolgt bei Auftragserteilung und im Anschluss regelmäßig durch das Kontraktorenmanagement.
  Die Abteilung Qualitätsmanagement stellt die Anweisungen im Managementsystem-Tool bereit, aktualisiert die Gesamtliste relevanter Anweisungen und veröffentlicht diese. Außer Kraft gesetzte Regelungen werden mit festgesetzter Archivierungsdauer in das Archiv der Raffinerie überführt.

Bezüglich der Gestaltung von Verfahrens-, Werks- und Arbeitsanweisungen: siehe auch Kapitel 0 „Überwachung des Betriebs“

Aktualität und *Gültigkeit* der über das Dokumentationssystem verwalteten Regelungen sind durch die Angaben betreffend Ausgabedatum und Zeitpunkt der nächsten planmäßigen Revision erkennbar. Für jedes Dokument ist der Zeitpunkt der nächsten Revision festgelegt und auf der Titelseite eingetragen. Diese Angaben enthält auch die „Gesamtliste relevanter Anweisungen“, ein mitgeltendes Dokument in der VA-1-001. Mit Stand 05.05.2014 umfasst die Liste insgesamt 64 Verfahrensanweisungen und 182 Werksanweisungen. Bei einigen Dokumenten sind die Zeitpunkte der geplanten Revisionen um mehr als zwei Jahre überschritten. Dokumente, die bereits im Jahr 2012 überprüft werden sollten, liegen weiter mit Stand 2009 vor. Die betroffenen Dokumente sind in der Liste farblich hervorgehoben:

- VA-2-500, Gefahrgutorganisation: Ausgabedatum 01.04.2013. Eine Revision sollte in 2011 erfolgen
- VA-5-003, Budgetplanung: Ausgabedatum 15.06.2009. Eine Revision sollte 2012 erfolgen.
- WA-2-165, Gefährdungsbeurteilung - 4W-Methode, GGB, KGB und Erlaubnisscheine: Ausgabedatum xx.10.2010. Eine Revision sollte im Jahr 2012 erfolgen
- WA-2-855, Abwicklung von Gefahrguttransporten: Ausgabedatum 15.04.2009. Eine Revision sollte in 2012 erfolgen.
  (Anweisung wurde zwischenzeitlich überarbeitet, neues Revisionsdatum 2015)
- WA-4-050, Durchführung eines Post Implementation Assessment (PIA): Ausgabedatum 01.03.2009. Eine Revision sollte in 2012 erfolgen.
- WA-4-381, Sicherheitsventile für thermische Expansion: Ausgabedatum 15.03.2009. Eine Revision sollte in 2012 erfolgen.
  (Anweisung wurde überprüft, nächstes Revisionsdatum 2015)

- WA-4-385, Blockieren und Deblockieren von dynamischen Rohrhalterungen: Ausgabedatum 30.06.2009. Eine Revision sollte in 2012 erfolgen.
- WA-4-571, Hottapping: Ausgabedatum 25.10.2009. Eine Revision sollte in 2012 erfolgen. (Anweisung wurde zwischenzeitlich überarbeitet, neues Revisionsdatum 2017)
- WA-4-700, Einsatz von Partnerfirmen: 24.09.2009. Eine Revision sollte in 2012 erfolgen. (Anweisung wurde zwischenzeitlich überarbeitet, neues Revisionsdatum 2017)

Im Verlauf der Überprüfung ließ sich durch Nachfrage klären, dass zwischenzeitlich (nach Ausgabe der „Gesamtliste“) die Gültigkeit für einen Teil dieser Dokumente verlängert wurde. Einige Dokumente sind aktuell in Bearbeitung bzw. im Umlauf, d. h. das Verfahren ist, inzwischen mit deutlicher Verzögerung, noch nicht abgeschlossen. Darüber hinaus verbleibt jedoch auch eine Teilmenge von Dokumenten, deren Revision noch aussteht. Es wurde erläutert, dass solche Abweichungen erkannt und nachverfolgt werden – dies ist auch bei den hier genannten Beispielen der Fall. Ähnliche Abweichungen sind auch in Vergangenheit bereits aufgetreten. Sofern die Erinnerung an die Revision der Anweisung keinen Erfolg hat, wird dieser Vorgang – nach angemessener Frist - zur Aktionsverwaltung in das FAM-System eingestellt. Eine Verlängerung solch einer FAM-Aktion wäre nur nach Risikobewertung und Genehmigung durch den entsprechenden Bereichsleiter möglich. Überfällige FAM Aktionen werden nicht toleriert. Auch eine aufgrund des Revisionsstatus ungültige Regel bleibt zunächst weiter bestehen und ist anwendbar. Im Fall inhaltlich schwerwiegender Abweichungen kann die betreffende Regel jedoch außer Kraft gesetzt („inaktiv“) werden und wird dann nicht mehr angewendet. Dies ist z.Zt. bei einem Dokument der Fall.

Technische Dokumente werden nach der Verfahrensanweisung VA-1-020 „SAIM - Strategy & Information Management“ verwaltet. Die Werksanweisung WA-1-075 beschreibt den Prozess zum Erstellen und Ändern von Anlagen-Dokumenten. Zu dieser Werksanweisung gehört u. a. eine „Zuständigkeitsregelung Anlagendokumentation“ mit dokumentspezifischen Festlegungen betreffend der fachlichen und verantwortlichen Zuständigkeit für Freigabe sowie Verwaltung der Dokumente.

Die Verfahrensanweisung VA-1-001 enthält auch grundsätzliche Angaben zum Verfahren und den Zuständigkeiten für die Verwaltung externer Vorgabedokumente. Demnach „liegen Gesetze, Verordnungen und Vorschriften in der jeweils gültigen Fassung als Sammelwerke im Intranet oder im Internet vor“. Sie unterliegen einem Änderungsdienst. Zuständigkeiten für die Nachverfolgung und Auswertung von Änderungen durch die technischen Fachabteilungen und die Abteilung QHSE sind in einer Zuständigkeitsmatrix festgelegt. Die Dokumentenlenkung bezogen auf das technische Regelwerk ist in der Werksanweisung WA-1-040 „Normen und Technische Regelwerke - Beschaffung, Aktualisierung, Information & Schulung“ geregelt.

Weiteres betreffend Nachverfolgung gesetzlicher Vorgaben und technischer Regelwerke: siehe Kapitel 6.6.

6.3.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Es ist ein systematisches Verfahren eingeführt und in einer Verfahrensanweisung beschrieben, nach dem die gesamten Managementsystemdokumente verwaltet werden. Die zentrale Zuständigkeit der

Abteilung QHSE sowohl für das Dokumentationssystem als auch für das Sicherheitsmanagementsystem ist positiv zu bewerten. Die zentrale Koordination der Abläufe ermöglicht eine einheitliche Umsetzung des Verfahrens. Der Aufbau des Dokumentationssystems und die Kennzeichnung der Dokumente sind konsistent mit der Struktur des Managementsystems und der dazu vorliegenden Regelungen. Die Archivierung sowie der Zugang über das Intranet erlauben jederzeit einen schnellen Zugriff auf die relevanten Regelungen. Insgesamt gesehen erfüllt das Dokumentationssystem, neben anderen Aufgaben, auch die Anforderungen im Hinblick auf die Dokumentation des Sicherheitsmanagementsystems nach StörfallV. Insbesondere ist bei den Vorgängen, die die Regelungen zum Sicherheitsmanagement betreffen, die Beteiligung der zuständigen Fachabteilung sowie des Störfallbeauftragten sichergestellt. Bereits in Kapitel 0 wurde festgestellt, dass für alle im Sicherheitsmanagementsystem zu regelnden Sachverhalte dokumentierte Regelungen vorhanden sind.

Innerhalb des Dokumentationssystems sind Revisionsprozesse definiert, die eine regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung der Regelungen zum Ziel haben. In der Praxis treten hin und wieder Unregelmäßigkeiten auf, indem die Fristen für die regulären Revisionen überschritten werden. Gründe können in der Zeitdauer für den Dokumentenumlauf oder in der Arbeitsbelastung und Prioritätensetzung der zuständigen Organisationseinheiten liegen. Die bei der Überprüfung vorgefundenen Abweichungen von mehr als zwei Jahren sind angesichts eines Revisionsintervalls von drei Jahren nicht mehr als geringfügig zu werten und sollten im System nicht toleriert werden. Grundsätzlich sollten solche Überschreitungen vermeidbar sein, da die Revisionszeitpunkte und Zuständigkeiten bekannt sind und die Aktivitäten rechtzeitig eingeplant werden können. Bei der Überwachung des Dokumentationssystems werden Abweichungen erkannt und dokumentiert, so dass Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Dennoch ist derzeit nicht zu verhindern, dass vorübergehend formell ungültige Regelungen im Umlauf sein können. Auch wenn damit keine inhaltlich und sicherheitstechnisch gravierenden Defizite verbunden sind, ist das als Nachteil zu bewerten, da einerseits eine grundlegender Aufgabe des Systems (Aktualität) nicht erfüllt wird und andererseits Unsicherheiten bei der Anwendung auftreten können. Es sollte daher verstärkt auf eine zeitgerechte Abwicklung der Überprüfungsprozesse geachtet werden.

Tabelle 6: Verbesserungsvorschläge zur Dokumentation des SMS

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 3	
3E1	**Revisionsprozess rechtzeitig einleiten und steuern** Die Anweisungen im Managementsystem werden einem regelmäßigen Revisionsprozess unterzogen. Die dafür festgelegten Zeitpunkte werden in Einzelfällen überschritten. Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass nur die entsprechend der Vorgaben des Dokumentationssystems aktuellen Anweisungen im Dokumentationssystem bereitgestellt werden. Die Gültigkeit muss auch in dieser Hinsicht eindeutig definiert sein. Durch eine konsequentere Steuerung und Überwachung sollte sichergestellt werden, dass der Revisionsprozess rechtzeitig eingeleitet und abgeschlossen wird. Dafür notwendige Kapazitäten sind frühzeitig einzuplanen.

6.4 Auswertung der Untersuchungsberichte von Sachverständigen nach § 29b BImSchG zu den Ereignissen an beiden Standorten ab 2000 (einschließlich des Brandes in der Raffinerie 2 (Anlage 3200) in Godorf am 23.03.2000) im Hinblick auf identische systematische Fehler.

6.4.1 Aktivitäten der Gutachter

Die Untersuchungsberichte der Sachverständigen nach §29b BImSchG zu den Ereignissen an beiden Standorten ab 2000 (einschließlich des Brandes in der Raffinerie 2 (Anlage 3200) in Godorf am 23.03.2000) wurden geprüft und die Ursachen für die sicherheitstechnisch bedeutsamen Ereignisse übergreifend ausgewertet. Den Gutachtern wurden dazu insgesamt 24 Untersuchungsberichte aus dem Zeitraum März 2000 bis März 2014 zur Verfügung gestellt. Drei der Untersuchungsberichte waren zum Zeitpunkt der Untersuchung noch nicht vollständig abgeschlossen.

Es wurden übergeordnete Ursachen-Kategorien definiert, die sich an den Untersuchungsinhalten des vorliegenden Gutachtens orientieren. Anschließend wurde geprüft, inwieweit sich die aufgetretenen Ursachen diesen Kategorien zuordnen lassen bzw. inwieweit weitere Kategorien zur Erfassung von systematisch aufgetretenen Ursachen erforderlich sind. Die Gutachten wurden darüber hinaus auch zwei bekanntgegebenen Sachverständigen übergeben und zwar:

- Herrn Dipl.-Ing. Friedhelm Haumann (bekanntgegebener Sachverständiger nach §29b Abs. 1 BImSchG, Fa. UCON, Münster) und
- Herrn Dipl.-Ing. Rainer Keese (Sachverständiger VAwS, Fa. Keese & Hahne, Soest).

Die beiden Sachverständigen wurden um ihre Stellungnahme u.a. auch zu der formal-inhaltlichen Richtigkeit der Untersuchungsberichte zu den Ereignissen bei Shell gebeten. Die Aussagen der Gutachter wurden in diesem Abschlussbericht berücksichtigt.

Bei der Auswertung wurde insbesondere auf systematische Fehlerursachen in den Prozessen und im Sicherheitsmanagementsystem geachtet. Ein Schwerpunkt der Analyse lag auf der Vorgehensweise zur Festlegung von Sicherheitsmaßnahmen in den betroffenen Anlagen. Das Ergebnis der Auswertung der Untersuchungsberichte ging als ein weiterer Input in die Schwerpunktthemen der technischen Audits in den ausgewählten Anlagen und die vertiefte Überprüfung des Sicherheitsmanagementsystems und dessen Dokumentation (vgl. Kapitel 6.1 und 0) ein.

6.4.2 Sachstand

Die den Gutachtern vorgelegten Untersuchungen nach §29a BImSchG zu den Ereignissen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 7: Untersuchungen nach §29a BImSchG

Untersuchungen nach §29a BIm-SchG lfd. Nr.[2]	Datum Ereignis	Werk	PU	Ereignisbezeichnung
1*	21.03.2014	Süd	MMP64	H2S-Freisetzung Scot-Anlage
2*	25.02.2014	Süd	MMP64	Störung Schwefelanlage
3	09.01.2014	Nord	MMDA	Tankbrand Tk 304
4*	11.12.2013	Nord	MMK	HCU-F Störung mit KW-Durchschlag
5	05.11.2013	Nord	MMDA	Verpuffung Behälter V-1740
6	28.03.2013	Nord	MMDA	Benzolaustritt im Hafen
7	02.12.2012	Nord	MMDA	Leckage Slops-Ltg 41
8	23.10.2012	Nord	MMDA	Leckage Slops-Ltg 6406
9	19.10.2012	Nord	MMDA	Leckage Slops-Ltg 3887
10	09.10.2012	Nord	MMDA	Leckage HEL-Ltg. 2532
11	02.10.2012	Nord	MMDA	Leckage Heart Cut-Ltg
12	04.09.2012	Süd	MMP64	Brandereignis durch Funkenflug aus der Raf-fineriehochfackel
13	26.02.2012	Süd	MMP39	Leckage Jet-Ltg. (Ltg 7 der Nordtrasse)
14	10.06.2011	Nord	MMDA	Benzolaustritt im Hafen
15	05.06.2011	Nord	MMO	Rohölaustritt am V-4501
16	18.04.2011	Süd	MMP64	H2S Emissionen Tk 32
17	22.02.2010	Nord	MMDA	Tankschaden Tk-128
18	28.06.2009	Nord	MMO	Flanschundichtigkeit mit anschließendem Brand in der TGU (geblockter Konstantauf-hänger)
19	04.06.2009	Süd	MMP64	Undichtigkeit an einer Slopltg. (Korrosion) mit anschließendem Brand in der D500
20	13.01.2009	Süd	MMP39	Undichtigkeit am Tank am Tankmantel 290, Bau 311
21	21.11.2007	Süd	MMP1	Verpuffung in der H2S-Fackel Bau 358
22	15.01.2007	Süd	MMP39	Tankexplosion 236
23	22.09.2005	Süd	MMP39	Tankbrand Tank 55
24	23.03.2000	Nord	MMO	Brand Raffinerie II

Die Untersuchung und Erstellung eines Berichtes zu einem meldepflichtigen Ereignis in der Shell Rheinland Raffinerie (RR) durch einen nach § 29a BImSchG bekannt gemachten Sachverständigen wird in der Regel auf Basis einer behördlichen Auflage durch die Bezirksregierung angeordnet. Die Ursachenanalyse durch den § 29a Sachverständigen ist in den meisten vorgelegten Gutachten auf die Identifizierung der technischen Ursache und die Ableitung von entsprechenden Abhilfemaßnahmen ausgerichtet, beinhaltet abhängig vom Ereignis aber auch die Identifizierung von organisatorischen oder auf das Sicherheitsmanagementsystem bezogenen Ursachen. Für die Koordination der Arbeiten des entsprechenden Sachverständigen ist bei Shell in der RR die Abteilung QHSE zuständig.

[2] Zum Zeitpunkt der Untersuchung waren die Untersuchungsberichte markiert mit einem „*“ noch in Arbeit und konnten deswegen nicht in die Überprüfung einbezogen werden.

Für den formalen Aufbau von sicherheitstechnischen Gutachten bzw. Stellungnahmen gemäß § 29a BImSchG (Untersuchungsberichte) gibt es derzeit keine gesetzlichen Vorgaben oder Anforderungen. Ebenso wird in den technischen Regeln keine Struktur vorgeben. Zurzeit gibt es als Grundlage lediglich die Hinweise zur Gestaltung und Prüfung von Gutachten nach § 29a BImSchG des Ausschusses „Anlagenbezogener Immissionsschutz / Störfallvorsorge (AISV)“ mit Stand 27.08.2010, sodass bis auf einige Randbedingungen der Gestaltungsspielraum für die Untersuchungen nach § 29a BImSchG relativ groß ist. Neben der Ermittlung von technischen Schadensursachen sind in den meisten vorgelegten Gutachten auch die weiteren Randbedingungen bzw. mögliche organisatorische Ursachen beschrieben. Zu den Randbedingungen gehören die folgenden Betrachtungen:

- Organisation,
- Technische Dokumentation der Anlage,
- Genehmigungskonzeption,
- Einhaltung des Stands der Sicherheitstechnik,
- Einhaltung von Wartungs- und Instandhaltungsvorgaben und
- Einhaltung der Prüfanforderungen.

Die Prüfung der Gutachten zeigt, dass insbesondere die Ursachenberichte neueren Datums die wesentlichen Angaben der oben genannten Aspekte beinhalten. Einige der Berichte sind dagegen sehr stark auf die technische Ursachenermittlung und die diesbezügliche Ableitung von Maßnahmen ausgerichtet. Insofern enthalten sie nur eingeschränkte Beschreibungen zu den oben aufgeführten Aspekten.

Die Mehrzahl der vorgelegten Untersuchungen nach §29a BImSchG wurden vom TÜV Rheinland durchgeführt, darüber hinaus wurden Gutachten von anderen Gutachterorganisationen wie TÜV Nord, TÜV Süd oder Infraserv Knapsack erstellt.

Nach dem gehäuften Auftreten von Ereignissen wurden in der RR bereits vor Beginn sowie während dieser Überprüfung eine Reihe organisatorischer und personeller Änderungen vorgenommen und Projekte angestoßen, die zum Teil gezielt die hier identifizierten systematischen Ursachen adressieren. Beispiele hierfür sind:

- Die wasserrechtlichen Anforderungen bei der Prüfung der Rohrleitungen wurden nicht ausreichend berücksichtigt. Die entsprechende Rechtsänderung war in der Rheinland Raffinerie nicht umgesetzt worden. Mit der Bezirksregierung abgestimmte Programme zur Überprüfung und Sanierung sind abgeschlossen (Slops–Leitungen) bzw. laufen noch (Tank–Auffangräume). Das System zur Nachverfolgung von Änderungen des Regelwerks wurde vor kurzem ergänzt.
- Das für Raffinerien typische Korrosionsrisiko war bei der Überwachung der Slops-Leitungen nicht ausreichend abgedeckt worden. Das Prüfprogramm für Rohrleitungen wurde inzwischen intensiviert. Ein „Rheinland Programm Rohrleitungen“ zur umfassenden Sanierung der Rohrleitungen wurde in Absprache mit der Bezirksregierung gestartet.

In der Überprüfung und den daraus im Folgenden abgeleiteten Aussagen sind diese Maßnahmen berücksichtigt worden, soweit sie schon umgesetzt waren.

6.4.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Die vorgelegten Untersuchungen nach § 29a BImSchG erfüllen grundsätzlich die allgemein gültigen Anforderungen an Stellungnahmen bzw. Untersuchungsberichte von benannten Sachverständigen nach § 29b BImSchG. Insbesondere die Gutachten neueren Datums ermitteln neben der rein technischen Ursache eines Ereignisses auch die grundlegende Ursache, die zumeist im Sicherheitsmanagementsystem liegt. Die nach den Ereignissen in der RR ergriffenen Maßnahmen, die auf Basis der Untersuchungen nach §29a BImSchG und zum Teil von der Bezirksregierung veranlasst wurden, sind – soweit das heute bereits beurteilt werden kann – geeignet, dazu beizutragen, dass ein erneutes Auftreten gleichartiger Ereignisse verhindert wird. Weiterführende Empfehlungen zu den einzelnen Schwerpunkten sind in den zugehörigen Kapiteln dieses Gutachtens enthalten.

Speziell mit Blick auf die Durchführung von Untersuchungen nach § 29a BImSchG wurde festgestellt, dass Untersuchungen mehrheitlich vom TÜV Rheinland durchgeführt wurden. Der TÜV Rheinland ist auch in vielfältige andere Tätigkeiten bei der Shell Rheinland Raffinerie eingebunden (u.a. Gefährdungsanalysen, Sicherheitsberichte, Inspektionen). Hier ist zu empfehlen, dass im Sinne einer möglichst unabhängigen gutachterlichen Überprüfung durch externe Sachverständige bei Untersuchungen nach § 29a BImSchG verstärkt auch auf andere Gutachter bzw. Gutachterorganisationen zurückgegriffen wird bzw. in jedem Fall die Unabhängigkeit der Sachverständigen von anderen Tätigkeiten in der RR gewährleistet wird.

Die oben aufgelisteten Gutachten wurden von den Gutachtern hinsichtlich systematischer Defizite untersucht und bewertet. Das Ergebnis der Untersuchung ist in der folgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt:

Tabelle 8: Ursachenbereiche für die Schadensereignisse nach den Untersuchungen nach §29a BImSchG

Ursache Kategorien		Untersuchungsberichte																						
		1*	2*	3	4*	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Umfang der Gefahrenanalysen (vgl. Kap. 6.1)			■		■	■						■	■	■	■	■	■	■						
2	Lernen aus Ereignissen / Umsetzung von Maßnahmen (vgl. Kap. 6.9, 6.10, 6.15)						■			■	■		■		■				■					■	■
3	Instandhaltungen und Änderungen (vgl. Kap. 6.7, 6.8, 6.15)					■	■						■	■		■			■	■		■	■		■
4	Prüfung des Fremdfirmen-Managements (vgl. Kap. 6.11)					■									■				■						
5	Durchführung von Prüfungen (vgl. Kap. 6.6, 6.12, 6.13, 6.14)			■			■	■	■	■	■	■	■	■							■			■	

Es konnte kein einzelner gemeinsamer Mangel, der als vordergründige Ursache für alle Ereignisse anzusehen ist, festgestellt werden. Gleichwohl sind einzelne Aspekte (identische systematische Fehler im Sinne der Ursachenkategorien in Tabelle 8) erkennbar, die ereignisübergreifend von Bedeutung waren. Als ein wesentliches systematisches Defizit auf der Basis der Untersuchungsberichte ist standortübergreifend der Umfang der Gefahrenanalyse identifiziert worden. Dabei ist auffällig, dass in den meisten Fällen festgestellt wurde, dass die Autoren der Untersuchungsberichte nicht untersucht haben, ob die Ereignisabläufe, die für die Schadensereignisse ursächlich waren, in den Gefahrenanalysen (ROGAs) der jeweiligen Anlagen betrachtet wurden. Eine Überprüfung zeigte, dass diese Ereignisabläufe tatsächlich nicht in allen Fällen in den Gefahrenanalysen enthalten sind (siehe Kap. 6.1). In der Folge der Gefahrenanalysen war demnach auch keine Vorkehrung zur Verhinderung derartiger Ereignisse (in der betroffenen oder auch anderen Anlagen) getroffen worden. Weitere Schwerpunkte für Defizite finden sich in der Instandhaltung und bei den Prüfungen (insbesondere bei den Ereignissen, die die Slop-Leitungen betreffen). Teilt man die systematischen Defizite in die Bereiche Prozessanlage, Tanklager und Fackel auf, so ergibt sich, dass in RR-Nord (Godorf) im Bereich Tanklager insbesondere die Sicherheitskonzeption und in den Prozessanlagen die Instandhaltung Schwachstellen aufweisen. In RR-Süd (Wesseling) kann kein eindeutiger Trend identifiziert werden.

Bezogen auf das Kapitel 6.4 und die ausgewerteten Untersuchungen nach § 29a BImSchG wurde das in der unten stehenden Tabelle aufgeführte Verbesserungspotential identifiziert:

Tabelle 9: Verbesserungsvorschläge zum Thema „Auswertung der Untersuchungsberichte von Sachverständigen“

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 4	
4E1	**Unabhängigkeit der Untersuchungen nach §29a BImSchG sicherstellen** Im Sinne einer möglichst unabhängigen gutachterlichen Überprüfung durch externe Sachverständige bei Untersuchungen nach §29a BImSchG ist zu empfehlen, dass neben dem TÜV Rheinland verstärkt auch auf andere Gutachter bzw. Gutachterorganisationen zurückgegriffen wird bzw. in jedem Fall die Unabhängigkeit der Sachverständigen durch geeignete Prozesse gewährleistet wird.
4E2	**Erkenntnisse aus Untersuchungen nach §29a BImSchG nutzen** Die Erkenntnisse aus Untersuchungen nach §29a BImSchG sollten systematisch erfasst (z. B. durch Eintrag in die internen FIM/FAM Systeme) und für das Lernen aus Ereignissen (z. B. zur Identifizierung gemeinsamer Ursachenkategorien) genutzt werden.
4E3	**Mindestanforderungen an Untersuchungen nach §29a BImSchG festlegen** Es sollten durch die RR Mindestanforderungen an Untersuchungen nach §29a BImSchG gestellt werden, um die interne Nutzung für das Lernen aus Ereignissen besser vorzubereiten und die Shell Anforderungen an Ereignisuntersuchungen auch im Rahmen dieser Gutachten zu gewährleisten.

6.5 Festlegung des weiteren Untersuchungsumfangs incl. Untersuchungstiefe, basierend auf der Grundlage der Ergebnisse von Ziffer 1. – 4. und zu den nachfolgenden Fragestellungen bzw. Schwerpunkten.

Die vorläufigen Ergebnisse zu den Arbeitspunkten 1-4 der Anlage 1 (Abschnitte 6.1-6.4 dieses Berichts) wurden benachbarten Kommunen und weiteren externen „Stakeholdern" (Industrie- und Umweltverbände, IG BCE) als Zusammenfassung am 10.07.2014 vorgestellt und mit der Bezirksregierung durchgesprochen. Das Ergebnis wurde in einem Zwischenbericht vom 13.08.2014 dokumentiert. Der vorgegebene Untersuchungsumfang erwies sich als umfassend und sachgerecht. Die Untersuchungstiefe ist den folgenden Arbeitspunkten zu entnehmen.

6.6 Überprüfung, inwieweit die Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik aufgrund gesetzlicher Vorgaben, technischer Regelwerke und sonstigen Erkenntnisquellen unter Einbeziehung der Bereitstellung der erforderlichen Mittel durch das Management gesteuert wird.

6.6.1 Aktivitäten der Gutachter

Gemäß § 3 Abs. 4 StörfallV gehört zu den allgemeinen Betreiberpflichten, dass „die Beschaffenheit und der Betrieb der Anlagen des Betriebsbereichs (…) dem Stand der Sicherheitstechnik entsprechen" müssen.

Die StörfallV definiert den Begriff „Stand der Sicherheitstechnik" wie folgt: „der Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen und Betriebsweisen, der die praktische Eignung einer Maßnahme zur Verhinderung von Störfällen oder zur Begrenzung ihrer Auswirkungen gesichert erscheinen lässt. Bei der Bestimmung des Standes der Sicherheitstechnik sind insbesondere vergleichbare Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, die mit Erfolg im Betrieb erprobt worden sind."

Mit dieser Betreiberpflicht ist die Forderung nach einer systematischen Verfolgung und Auswertung von Änderungen in Gesetzen, technischen Regelwerken und weiteren Erkenntnisquellen, die den Stand der Sicherheitstechnik konkretisieren, verbunden. Im Hinblick auf die Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik müssen die Erkenntnisse bewertet und, soweit bei dieser Bewertung ein Umsetzungsbedarf festgestellt wurde, Maßnahmen entwickelt und deren Realisierung nachverfolgt werden. Die Steuerung durch das Managementsystem setzt voraus, dass dazu ein Prozess definiert ist, der mittels der im Management vorhanden Instrumente (insbes. Audit, Review) überwacht und bewertet werden kann.

Die Vorgaben im Managementsystem wurden dahingehend ausgewertet, ob für das vorliegende Thema

- Aufgaben und Zuständigkeiten beschrieben sind,
- ein systematisches Verfahren (Prozess) definiert ist und

- die Wirksamkeit im Managementsystem überwacht werden kann.

Grundlagen für diese Auswertung waren insbesondere

- Managementhandbuch und Organisationshandbuch, evtl. Stellenbeschreibungen
- Verfahrensanweisung VA-1-001 Dokumentenlenkung,
- Regelungen für die Durchführung von Audits (VA-1-005) sowie Managementreview

unter Berücksichtigung der darin enthaltenen Verweise.

In diesem Punkt der Überprüfung wurde davon ausgegangen, dass für die Durchführung der in der Organisation festgelegten Aufgaben grundsätzlich die notwendigen Ressourcen durch das Management bereitgestellt und ggf. nachgesteuert werden. In nachfolgenden Einzelpunkten der Überprüfung wurde u. a. untersucht, inwieweit sich aus der Praxis gegenläufige Hinweise ergeben.

6.6.2 Sachstand

Die Gesamtverantwortung für die Erfüllung der Betreiberpflichten nach StörfallV und damit auch für die Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik liegt beim Raffineriedirektor. Innerhalb der Organisation ist diese Aufgabe konkret an die Abteilung „DMS/65 Qualität, Gesundheit, Sicherheit und Umwelt (QHSE)“, dort an den Bereich „DMS/65U Umweltschutz (QHSE-E)“, delegiert. Gemäß Organisationshandbuch bestehen u. a. Zuständigkeiten für

- „Gesetzesverfolgung, Verfolgung von Änderungen in Gesetzen und behördlichen Auflagen sowie Shell-Regularien und der sich daraus ergebenden Pflichten in den Bereichen Umwelt inkl. Anlagensicherheit nach StörfallV.“ sowie
- „Regelmäßige Information an den RD über festgestellte Erkenntnisse auf den Gebieten Umweltschutz, Anlagen- und Arbeitssicherheit sowie anderer QHSE-Aspekte“.

Dokumentation und Information zu Weiterentwicklungen im Bereich der relevanten Gesetze und technischen Regelwerke sind Bestandteil des Verfahrens zur Dokumentenlenkung entsprechend VA-1-001 „Lenkung von Dokumenten / Gesetzen / Daten sowie Lenkung von Aufzeichnungen“.

Aufgaben und Zuständigkeiten bezüglich der Nachverfolgung der Änderungen von Gesetzen und technischen Regelwerken werden dort im Kontext externer Vorgabedokumente, Kapitel 3.4, behandelt:

- „Grundsätzlich liegen Gesetze, Verordnungen und Vorschriften in der jeweils gültigen Fassung als Sammelwerke im Intranet und Internet vor.“
- „Die im Intranet und Internet zur Verfügung stehenden Sammelwerke werden regelmäßig durch den Bereitsteller aktualisiert, unterliegen demnach einem Änderungsdienst. Darüber hinaus haben sich „Betreiber“ und „Technische Bereiche“ über entsprechende Änderungen/Neuerungen aus ihrem Fachgebiet mittels Fachliteratur und/oder einen fachspezifischen Änderungsdienst zu informieren.
  Bei fachübergreifenden gesetzlichen Vorschriften oder nicht selbstverständlichen Zuständigkeiten veranlasst der Bereich QHSE die Abgrenzung der Zuständigkeiten.

Die technischen Fachbereich bzw. der Bereich QHSE sind in ihrem Zuständigkeitsbereich für folgende Aufgaben verantwortlich:

a) Gesetzliche Änderungen und zugehörige technische Regelwerke RR-spezifisch zu interpretieren und zu konkretisieren.
b) Die Betreiber ausreichend über RR-relevante Gesetzesinhalte zu informieren und falls notwendig zu schulen.
c) Die Betreiber genau und rechtzeitig über Betreiberpflichten zu informieren und bei Änderungen der Gesetzeslage die Konsequenzen aufzuzeigen.
d) Im Auftrag des Betreibers technische Umsetzungsmöglichkeiten aufzuzeigen, um geänderten Rahmenbedingungen zu entsprechen.

Die nähere Definition des jeweiligen Zuständigkeitsbereiches der jeweiligen Fachabteilung wird durch die Zuständigkeitsmatrix „Gesetze und Verordnungen“ konkretisiert. Diese Matrix unterliegt einem jährlichen Änderungsturnus und ist über die Intranetseite Managementsystem/Listen abrufbar. ...“

Bezüglich der Verfolgung technischer Richtlinien gilt außerdem die Werksanweisung „Normen und Technische Regelwerke – Beschaffung, Aktualisierung, Information und Schulung“ (WA-1-40). Diese Werksanweisung legt fest, wie die Aktualität der bereitgestellten Normen und Regelwerke sichergestellt wird, begründete Abweichungen vom Regelwerk freigegeben werden sowie die Bestellung und Verteilung organisiert ist. Beide Anweisungen (VA1-001, WA-1-040) sind Bestandteil des Sicherheitsmanagementsystems nach § 8 der Störfallverordnung. Dadurch ist auch die Beteiligung des Störfallbeauftragten sichergestellt.

Im Zusammenhang der Schadensuntersuchung zum Leckage an der HEL Leitung 2532 (2012) wurde folgender Sachverhalt bekannt: Die Änderungen im Regelwerk (VAwS) waren zwar erkannt worden, jedoch war § 12 Abs. 4 VAwS so ausgelegt worden, dass die Anforderungen der VAwS und des Wasserhaushaltsgesetzes mit den Prüfungen nach Betriebssicherheitsverordnung berücksichtigt sind. Die Prüfpflichten wurden daher nicht in vollem Umfang erfüllt.

Im Rahmen der Überprüfungen betreffend Inspektion/Instandhaltung (siehe Kapitel 6.12) wurde Folgendes festgestellt: Die Konformität der Instandhaltungsaktivitäten (insbesondere der Inspektionen) mit dem aktuell gültigen technischen Regelwerk (TRW) wird zukünftig durch einen speziellen Auftrag an den TÜV Rheinland sichergestellt, der Shell mit einem jährlichen Update des aktuellen TRW versorgen soll. Hintergrund war, dass die Stabsstelle bei Shell in Hamburg (TSW = „technische Standards - Werke“), die diese Aufgabe hat, „proportional geschrumpft“ worden sei.

Audits sind Führungsinstrumente im Management, mit denen Schwachstellen aufgezeigt und Verbesserungspotenziale aufgedeckt werden können. Shell hat ein umfassendes System von internen und externen Audits eingeführt. Organisation und Durchführung sind geregelt in der Verfahrensanweisung VA-005 „Audits“. Die Aufgabe der Audits besteht in der „…Erhaltung und Weiterentwicklung der bestehenden Managementsysteme, zur Prüfung auf Konformität und Einhaltung bzw. Ausführung von internen und externen Vorgaben, Rahmenbedingungen und Vorgaben“.

6.6.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Es ist kein eigenständiger Prozess „Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik“ definiert.

Innerhalb des Verfahrens zur Dokumentenlenkung gemäß VA-1-001, mitgeltend u. a. WA-1-040, ist vorgesehen, Änderungen in Gesetzen und technischen Vorschriften zu verfolgen. Anforderungen an die Erfassung, Auswertung und Informationsweitergabe zu Änderungen externer Vorgaben, die den Stand der Sicherheitstechnik repräsentieren, sind darin definiert. Aufgaben und Zuständigkeiten für dieses Verfahren sind innerhalb der Organisationsstruktur zugewiesen.

Unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus dem Verfahren der Dokumentenlenkung können Maßnahmen im fachlichen Zuständigkeitsbereich der beteiligten Organisationseinheiten veranlasst werden. In übergeordneter Funktion sind hier auch der Störfallbeauftragte und der Immissionsschutzbeauftragte zu nennen, in deren Verantwortungsbereich auch die Umsetzung einschlägiger Gesetze und Normen sicherzustellen ist. Die dadurch veranlassten Maßnahmen werden im Management of Change abgewickelt.

Der Regelungsumfang der Verfahrensanweisung VA-1-001 endet nach der Auswertung der Änderungen mit der Informationsweitergabe. Im Managementsystem sind die Prozesse zur Initiierung und die Abwicklung von Maßnahmen (z.B. technische oder organisatorische Änderungen) insofern vom Prozess zur Dokumentenlenkung (Dokumentenauswertung) entkoppelt. Im Hinblick auf die Steuerungsmöglichkeiten durch das Management sollten jedoch in einem insgesamt abdeckendem Verfahren zusätzlich zu der Erfassung relevanter Änderungen auch Prozessschritte definiert sein, die die Bewertung der Änderungen, ggf. die Veranlassung von Maßnahmen sowie deren Realisierung zum Ziel haben. Dazu gehört auch die Aufgabe, den Stand der Technik dahingehend zu bewerten, ob und ggf. in welcher Weise eine Umsetzung in der Rheinland Raffinerie notwendig oder sicherheitstechnisch sinnvoll ist. Mit einem in diesem Umfang beschriebenen Verfahren kann der Prozess „Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik“ nachvollzogen und gesteuert werden; Bewertungen und Entscheidungen können transparent gemacht werden. Innerhalb der Prozessstruktur kann dies auch durch geeignete Querverweise erfolgen.

Die vorhandenen Prozesse zur Meldung und Nachverfolgung von „Ereignissen“ (FIM) und zur Aktionsverwaltung (FAM) sind in ihrer derzeitigen Darstellung nicht für Aktionen zur systematischen Nachverfolgung und Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik vorgesehen. Ebenso ist auch die Risikomatrix (RAM-Prozess), die im Managementsystem ein wichtiges Steuerungsinstrument ist, auf Grundlage der darin definierten Risiken nicht anwendbar.

Bei der Überprüfung wurden in Einzelfällen Fragen bezüglich der Umsetzung des Standes der Technik aufgeworfen. Ein Beispiel ist die Fehlinterpretation der Prüfpflichten nach der Novellierung der VAwS (siehe oben). Die Abweichung wurden weder durch die im Managementsystem der Shell Rheinland Raffinerie vorgesehenen Verfahren (Dokumentenlenkung) und Auditierungen noch durch das regelmäßige Review des Inspektionsumfangs durch Shell International (Compliance mit den globalen Shell-Vorgaben) erkannt. Die etablierten Verfahren waren nicht geeignet bzw. nicht wirksam. Ein anderes Beispiel ist die Lecküberwachung unterirdisch verlegter Rohrleitungen (Bestand), die mit den heute verfügbaren technischen Möglichkeiten in höherer Qualität ausgeführt werden könnte.

Auch diese Beispiele sprechen für die Einführung eines Prozesses, der alle Schritte zur Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik umfasst und aufgrund seiner Gestaltung einer Überwachung und Steuerung durch das Management zugänglich ist. Schnittstellen mit gleichartigen Aufgaben (z. B. Stabsstellen, ggf. Externe) sollten darin berücksichtigt werden. Da es sich um eine übergreifende und potenziell für alle Fachabteilungen und Betriebe relevante Aufgabe handelt, sollten alle Aktivitäten innerhalb der Rheinland Raffinerie in einem raffinerieweiten System gebündelt und Insellösungen (z.B. Instandhaltung) vermieden werden.

Die bei Shell entsprechend VA-1-005 eingeführten Audits sind grundsätzlich auch für Fragen bezüglich der Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik geeignet. Die empfohlene Prozessdefinition erleichtert eine effiziente Durchführung von Prozessaudits zu diesem Thema.

Tabelle 10: Verbesserungsvorschläge zur Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 6	
6E1	**Prozess zur „Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik“ entwickeln** Es sollte ein Prozess eingeführt werden, der alle Schritte zur Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik aufgrund gesetzlicher Vorgaben, technischer Regelwerke und sonstiger Erkenntnisquellen zusammenfasst. Darin sind neben dem bereits vorhandenen Verfahren zur systematischen Nachverfolgung des Standes der Technik auch die Vorgänge zur Bewertung der Änderungen im Hinblick auf den Umsetzungsbedarf in der Rheinland Raffinerie sowie zur Festlegung und Realisierung der erforderlichen Maßnahmen einzubeziehen. Für Teilaufgaben des Prozesses sind bereits Systeme im Managementsystem vorhanden. Im Hinblick auf den Gesamtprozess „Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik“ ist eine bessere Verzahnung ist notwendig. Der Prozess sollte so gestaltet und dokumentiert sein, dass er eine Überwachung und Steuerung durch das Management ermöglicht.

6.7 Überprüfung des Change Managements (technisch) und der damit geregelten Verfahren zur Freigabe der Inbetriebnahmen.

6.7.1 Aktivitäten der Gutachter

Für die Überprüfung des technischen Veränderungsmanagements und der damit geregelten Verfahren zur Freigabe der Inbetriebnahmen wurden den Gutachtern alle dafür relevanten Werks- und Verfahrensanweisungen von Shell elektronisch übermittelt. Dazu gehören u.a.

- DMS2500004-ST Management of Change (Shell Downstream Manufacturing Standard)
- VA-1-100C Management of Change (Verfahrensanweisung)
- VA-4-001 Plant Change Prozedur (Verfahrensanweisung)
- VA-2-620A Genehmigungsmanagement (Verfahrensanweisung)
- WA-4-003F Projektgenehmigungsumlauf-Technik (Werksanweisung)

Die Gutachter haben geprüft, ob die in den Unterlagen beschriebenen Verfahren und Prozesse zum technischen Veränderungsmanagement (bei Shell auch Change Management oder Management of Change – MoC genannt) in der RR Bestandteil des gelebten Anlagen- und Sicherheitsmanagementsystems sind. Es wurde weiterhin geprüft, ob die Anwendung der entsprechenden Verfahren und Prozesse sicherstellt, dass technische Veränderungen in den Betrieben und Anlagen systematisch und effizient gesteuert werden. Es wurde nachvollzogen, ob die Verfahren und Prozesse des technischen Änderungsmanagements folgende Punkte vorsehen:

- Eine Risikobewertung/-einstufung der geplanten Änderung,
- die Definition und Benennung von verantwortlichen Personen und Funktionen, die bei bestimmten Projektabschnitten mit ihren Kompetenzen und Qualifikationen eine Überprüfung der Ergebnisse mit entsprechender Freigabe durchführen können,
- einen uneingeschränkten Zugriff auf die relevanten technischen und gesetzlichen Standards und Richtlinien, um die Veränderung aus technischen und QHSE Gesichtspunkten nach dem aktuellen Stand der Technik durchführen zu können und
- die Sicherstellung, dass eine angemessene Dokumentation über das gesamte Projekt inkl. der Anlagendokumentation (z.B. technische Zeichnungen wie R&Is, Verfahrensanweisungen, Schulungsprogramme, etc.) angelegt wird bzw. vorhandene Dokumente angepasst werden.

Die oben genannten Prüfpunkte wurden in zahlreichen Interviews in den Betrieben der RR bearbeitet. Darüber hinaus haben die Gutachter mehrere Anlagenänderungen und Projektgenehmigungsumläufe-Technik (PGU-T) und die dazugehörige Dokumentation beispielhaft nachvollzogen.

Zu den folgenden Projekten wurden die dazugehörigen PGU-Ts mit der entsprechenden Dokumentation geprüft:

- MMA, Unit 9700, Easier Toluol 1,
- MMDA, Plant Change 277,
- MMP39, Plant Change, Tank 161, Tank-Umbelegung,
- MMP1, Plant Change, Bau 381, Entfernung Ein- und Ausschaltbedingungen Unit 5000.

Im nachfolgenden Abschnitt ist der vorgefundene Sachstand zum technischen Veränderungsmanagement basierend auf den oben dargestellten Aktivitäten beschrieben.

6.7.2 Sachstand

Die Verfahren und Prozesse zum technischen Veränderungsmanagement in der RR sind in verschiedenen Werks- und Verfahrensanweisungen geregelt, die für die beiden Werke Wesseling und Godorf gleichermaßen gelten.

Die Verfahrensanweisung VA-1-100C „Management of Change“ stützt sich auf die globalen Shell-Vorgaben des DMS2500004-ST (Downstream Manufacturing Standard „Management of Change“) und setzt diese unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten in Wesseling und Godorf um. Von dem in der Verfahrensanweisung beschrieben MoC-Prozess sind alle Veränderungen betroffen, die in die Bereiche HSE (Health, Safety and Environment), Produktqualität oder Verfügbarkeit von Anlagenteilen einzuordnen sind. In diesem Zusammenhang ist die Vorgabe von Shell, dass jede Veränderung entsprechend der VA-1-100C überprüft wird.

Darüber hinaus existiert eine Plant-Change-Prozedur VA-4-001, die festlegt, dass sämtliche Veränderungen, die Prozesse und Anlagen in der Rheinland Raffinerie betreffen, überprüft und dokumentiert werden müssen. Der Austausch von sicherheitstechnisch relevantem Equipment (Sicherheitsventile, Regelventile, Pumpen sowie Bauteile), die einer SIL-Klassifizierung oder ATEX-Zulassung unterliegen gegen Bauteile, die nicht identisch sind, aber den gültigen Spezifikationen des ausgetauschten Bauteils entsprechen, fällt unter die Regelungen der Verfahrensanweisung VA-4-001.

Die Werksanweisung WA-4-003F „Projektgenehmigungsumlauf Technik (PGU-T)“ konkretisiert die Unterschrifts- und Prüfbefugnisse im Genehmigungsverfahren für die unter die VA-4-001 fallenden Veränderungen an Anlagen unter Verwendung von Formblättern. Das PGU-T Formblatt (FO-4-003-2C) definiert welche Fachabteilungen für den Prüfumlauf ihre Freigabe erteilen müssen und welche Aspekte (z.B. aus Sicht der Technologie, Sicherheitstechnik bzw. des Betriebs) geprüft werden müssen. Das PGU-T Formblatt beinhaltet zu diesem Zweck eine Checkliste, die von den entsprechenden Fachabteilungen ausgefüllt und bestätigt werden muss.

Ein „Projektgenehmigungsumlauf-Technik“ (PGU-T) ist immer dann erforderlich, wenn kein reiner Austausch eines Equipments durchgeführt wird, sondern in irgendeiner Form eine Änderung am Prozess bzw. an den Equipments vorgenommen wird. Der PGU-T sieht beim Umlauf die Prüfung und Freigabe durch einzelne Fachabteilungen vor, z.B. durch den Technologen, die Inspektion (EN-I), die Instandhaltung (MA-I), QHSE-E1 (Störfallbeauftragter und Immissionsschutzbeauftragter), EN-S (bei Plant Change) oder EN-P (Projekte). Die Einbindung dieser Funktionen ist abhängig von der Komplexität der Veränderung und dem betroffenen Anlagenteil und wird vom Veranlasser des PGU-T auf dem PGU-T Formblatt festgelegt. Für die Festlegung des Genehmigungsumlaufes und der zu beteiligenden Fachabteilungen wird ein Checklisten-Verfahren angewendet, um die Anlagenänderung bzw. das Projekt aus allen Bereichen zu bewerten. Der Aufwand für die Erstellung eines PGU-Ts wird von den Veranlassern und Erstellern teilweise als sehr bürokratisch empfunden, was dazu führen kann, dass sinnvolle technische Änderungen nicht oder nur zeitlich verzögert durchgeführt werden. Als Beispiel wurde in diesem Zusammenhang das Befüllen eines bestehenden Druckbehälters mit Aktivkohle genannt. Diese Erneuerung des Druckbehälters mit Aktivkohle zur Sicherstellung der Filtereigenschaften stellt an sich eine kleine Änderung dar, die allerdings über den Änderungsprozess mit einem enormen Aufwand aufgrund von Prüfungen durch die QHSE Abteilung verbunden ist.

Für die Nachverfolgung der Projekte und damit verbundenen PGU-Ts ist in den meisten Betrieben der Rheinland Raffinerie der Production Specialist (PSP) zuständig. Die Verantwortung für den PGU-T

trägt allerdings der jeweilige Projektleiter. Der PSP ist i.d.R. der erste Ansprechpartner für den Betrieb und die Anlaufstelle für die täglichen technischen Prozesse und Schnittstelle zu den Anlagentechnologen. Die Anlagentechnologen (meist sehr erfahrene Prozessingenieure) stellen zusammen mit dem PSP in den Betrieben sicher, dass die Anlagen und Prozesse bei Veränderungen sicher und nach den geltenden technischen Regeln entwickelt werden. Den Technologen stehen dabei international gültige Design-Spezifikationen von Shell zur Verfügung (DEPs), die die Shell Vorgaben zur Umsetzung des Standes der Technik für Standard-Equipments beinhalten. Der Anlagentechnologe initiiert bei Veränderungen zusammen mit QHSE eine Risikoanalyse, sofern sie diese für notwendig erachten. Diese Risikoanalyse wird auf der Grundlage der vorhandenen ROGA durchgeführt. Falls keine Risikoanalyse für erforderlich gehalten wird, wird dies auf dem PGU-T Formblatt vermerkt und abgezeichnet.

In der Rheinland Raffinerie wurden in den letzten Jahren aus mehreren Gründen (u. a. Ereignisse, Anlagenalter, Kapazitätserhöhung, Verfügbarkeitsverbesserungen, behördliche Anordnungen) eine große Anzahl an Projekten angestoßen. Im Werk Wesseling hat darüber hinaus die Aktualisierung der Sicherheitsberichte und ROGA-Studien eine Vielzahl an sicherheitsrelevanten Maßnahmen initiiert, die entweder als allein stehende Anlagenänderungen (Plant Changes) bzw. als Projekte oder eingebettet im Rahmen von Turnarounds (z.B. Projekt Staircase in MMP78) im Rahmen des PGU-T-Verfahrens bearbeitet werden.

An einem PGU-T sind in der Regel ca. 5 bis 6 Fachabteilungen (z. B. Technologie, QHSE, Reliability, Inspektion usw.) beteiligt. Aufgrund der Ressourcensituation (i.d.R. Personalengpässe) in einigen Fachabteilungen kann es zu längeren Bearbeitungszeiten und zu einer entsprechen Verzögerung in der Projektbearbeitung kommen. Die QHSE-E1-Abteilung (Störfallbeauftragter und Immissionsschutzbeauftragter, beide Personen müssen das PGU-T abzeichnen) prüft beispielsweise alle PGU-Ts, bei denen auf der Checkliste „Einbeziehung QHSE“ ein einzelner Punkt mit „JA“ angekreuzt wurde, hinsichtlich der Genehmigungssituation und möglichen Änderungen (in diese Abteilung werden dadurch ca. 200-250 PGU-Ts pro Jahr zur Prüfung gegeben). Aufgrund der Vielzahl an PGU-Ts (ca. 800-900 pro Jahr) und der Personalsituation in einzelnen Fachabteilungen , ist eine umfassende Prüfung der PGU-Ts zeitlich schwierig.

Das Budget für Projekte und Anlagenänderungen verwaltet in den einzelnen Betrieben jeweils der zuständige Anlageningenieur für die jeweilige PU. Die Projekte werden dagegen im Anlagenteam „Projekte und MoC“ initiiert und vom PSP gesteuert. Da die Projekt- und Budgetverantwortung jeweils zwei unterschiedlichen Funktionen zugeordnet ist, kann es in der Praxis zu Abstimmungs- und Kommunikationsschwierigkeiten kommen, d.h. Projekte, die bereits relativ weit in der Planung fortgeschritten sind, können unter Umständen aufgrund von Budgetrestriktionen nicht zu Ende gebracht werden.

Im Rahmen der Überprüfung der Prozesse zum Technischen Veränderungsmanagement wurde eine Reihe an abgeschlossenen PGU-Ts geprüft, u.a. die PGU-Ts in den Bereichen:

- MMA, Unit 9700, Easier Toluol 1
- MMDA, Plant Change 277
- MMP39, Plant Change, Tank 161, Tank-Umbelegung
- MMP1, Plant Change, Bau 381, Entfernung Ein- und Ausschaltbedingungen Unit 5000

Die Prüfung der oben genannten PGU-Ts hat zu folgenden Beobachtungen geführt:

- Für die inhaltliche Erstellung des PGU-T Formblatts ist der zuständige Projektleiter verantwortlich. Die administrative Verantwortung für das PGU-T-Formblatt (Vollständigkeit der ausgefüllten Felder, zeitgerechte Weitergabe an die nachfolgende Fachabteilung, etc.) obliegt grundsätzlich auch dem Projektleiter, allerdings wird diese Verantwortlichkeit offensichtlich nicht immer in letzter Konsequenz wahrgenommen. Dies führt zu nicht ausgefüllten Feldern, fehlenden Unterschriften und einer insgesamt nicht einheitlichen Dokumentation.
- Bei der Prüfung einer Stichprobe war in einem Fall aus der Dokumentation zum PGU-T nicht ersichtlich, wie der genaue Projektumfang definiert ist. Im PGU-T wurde auf das Genehmigungsverfahren im Anhang verwiesen, diese wies aber andere Inhalte aus, als das zum Projekt gehörende Darstellung des Anlageningenieurs zur Aktualisierung des Safeguarding Memorandums.
- Die in der Verfahrensanweisung für Plant Changes geforderte Risiko-Einstufung (in der sog. RAM = Risk Assessment Matrix) wird bei der Erstellung von PGU-Ts nicht konsequent durchgeführt, weil sie in den Betrieben als nicht hilfreich angesehen wird und im weiteren Bearbeitungsverlauf der PGU-T keine Konsequenzen hat. Das Formblatt des PGU-Ts beinhaltet zwar ein Feld zur Angabe der RAM-Einstufung, bei einem Großteil der eingesehenen PGU-Ts fehlte die RAM Einstufung allerdings.
- Die Einbindung von Fachabteilungen insbesondere für die Prüfung und Aktualisierung von Dokumenten wird nicht durchgehend dokumentiert. Das führt teilweise dazu, dass Verantwortlichkeiten für die Überarbeitung von Dokumenten zwar in der Dokumentenliste aufgeführt, aber nicht im Umlauf enthalten sind. Es finden darüber hinaus vielfältig händische Korrekturen oder Zusätze im PGU-T Formblatt statt, die nicht immer mit Datum und Unterschrift versehen sind und somit keinem „Urheber“ zugeordnet werden können.
- In einigen PGU-Ts fehlte die Unterschrift durch den PU Prüfenden zur endgültigen Freigabe der Änderung in dem dafür vorgesehenen Feld auf der Seite „Betriebliche Checkliste vor Inbetriebnahme“, d.h. einige PGU-Ts waren formal nicht für die Implementierung freigegeben und hätten gemäß Prozess nicht in Betrieb genommen werden dürfen.
- Der PGU-T soll gemäß Prozessdefinition eine Risikoanalyse beinhalten, die vom jeweiligen Technologen bei Bedarf angefordert bzw. durchgeführt wird. Das Ziel der Risikoanalyse ist die Identifizierung von prozess- und anlagenbedingten Risiken und die Verifizierung der Eignung der vorhandenen bzw. geplanten Sicherheitsmaßnahmen. Die Risikoanalyse (abgefragt in Zeile 96 des PGU-T Formblatts) war in einigen der eingesehenen PGU-Ts nicht klar nachvollziehbar bzw. in einigen Fällen mit dem Hinweis versehen, dass sie bei der nächsten Überprüfung der ROGA nachgeholt wird. In diesem Zusammenhang ist nicht sichergestellt, dass Plant Changes / Projekte vor der Freigabe zur Implementierung mit einer systematischen Risikobewertung (z.B. ROGA) untersucht werden. Diese Prozessabfolge entspricht nicht dem Shell-eigenen HEMP-Prozess.

6.7.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Das technische Veränderungsmanagement ist integraler Bestandteil des Sicherheitsmanagementsystems der RR und in mehreren Verfahrens- und Werksanweisungen beschrieben. Der Prozess des technischen Veränderungsmanagements beinhaltet den Umgang und die Steuerung von Prozess- und Anlagenveränderungen (siehe VA-1-100C). Dazu gehören insbesondere technische Anlagenveränderungen an Hardware und Equipment, Prozessänderungen, Process-Control-Änderungen und zeitlich befristete Veränderungen (siehe VA-4-011E). Die Verfahrensanweisungen regeln eindeutig,

welche Änderungen unter diese Regelungen fallen. Die Verantwortlichkeiten für einzelne Projektabschnitte sind im Zusammenhang mit dem Formblatt Projektgenehmigungsumlauf-Technik von der Designphase bis zur Inbetriebnahme definiert und beschrieben (siehe VA-4-001E). Damit wird sichergestellt, dass die Mitarbeiter mit den notwendigen Kompetenzen und Funktionen die technischen Veränderungen bearbeiten. Neben den fest eingetragenen Positionen, die den PGU-T bearbeiten, werden weitere Positionen vor dem Start des PGU-Ts als wesentlich durch den Projektleiter ausgewählt, durch das Auswählen spezifischer Positionen auf der PGU-T Checkliste hinzugezogen (Bsp.: QHSE E1) oder beim Auftreten weiterer Fragestellungen hinzugezogen. Im Ablauf des PGU-T ist nicht immer administrativ sichergestellt, dass alle im PGU-T vorgesehenen Pflichtfelder ausgefüllt sind. Kritisch sind in diesem Zusammenhang besonders die Fälle zu sehen, in denen ein Verantwortlicher die Dokumentenliste nicht formal akzeptiert hat bzw. einzelne Fachabteilungen zwar in der Dokumentenliste zur Aktualisierung von Dokumenten aufgefordert werden, dies aber nicht als erledigt dokumentiert ist.

Zusätzlich wird im PGU-T oftmals mit handschriftlichen Randbemerkungen außerhalb der Formblätter gearbeitet. Diese Zusätze sind dann oft nicht durch Datum und Unterschrift einer bestimmten Stelle zuzuweisen. Da der PGU-T einen Prozess darstellt, der auf operativer Ebene von vielen Projektbeteiligten zugleich ausgeführt wird, können die oben genannten Probleme dazu führen, dass nach einem Projekt nicht mehr vollständig nachvollzogen werden kann, welche Stelle welche Informationen zu welchem Zeitpunkt erhalten hat, bzw. ob alle relevanten Stellen informiert waren. Ein wesentlicher Aspekt für den Erfolg von derartigen Prozessen ist, dass die Führungspositionen diesen exakt vorleben: Allerdings waren mehrere der eingesehenen PGU-Ts formal nicht durch den PU Prüfenden per Unterschrift (in Zeile 63 auf dem Formblatt) freigegeben und hätten somit nicht in Betrieb gehen dürfen. Zudem ist der PU Prüfende (als Ausführender) nicht die geeignete Person zur finalen Freigabe eines PGU-Ts, sondern diese sollte eher durch den PUMA erfolgen.

Ein Grundprinzip bei Shell ist es, sich mit den Risiken der vorhandenen Anlagen zu beschäftigen. Das unternehmensweite Risikomanagement wird durch den HEMP-Prozess definiert. Dieser ist im PGU-T an zwei Stellen sichtbar, wird jedoch derzeit an beiden Stellen nicht durchgehend umgesetzt.

Zum einen sollen alle Plant Changes / Projekte in die Risikomatrix eingestuft werden und so einen RAM-Wert erhalten, der das Risikopotential der jeweiligen Änderung definiert. Die RAM-Einstufung war nur auf einigen der eingesehenen PGU-Ts vorhanden und hat in der operativen Ausführung der Änderung auch keinerlei Einfluss. Die Nutzung der RAM-Einstufung für Änderungen erfolgt demnach nicht konsistent. Dies führt dazu, dass die Priorisierung der durchzuführenden Änderungen im Asset-Masterplan auf der Grundlage der RAM-Einstufung praktisch nicht möglich ist, da hierfür die Grundlagen fehlen. Dies kann sich dahingehend auswirken, dass wichtige Änderungen, die ein Betrieb nicht selbstständig finanziert, nur verzögert oder überhaupt nicht durchgeführt werden.

Zum anderen kann im PGU-T eine Risikoanalyse angeordnet werden, die dann die Risiken und Sicherheitsmaßnahmen der Änderungen analysieren soll. Zwar wird die Risikoanalyse vielfach angefragt, allerdings konnten weder ein konsistentes Format noch eine Bestätigung der Akzeptanz der durch die Änderung hervorgerufenen Risiken festgestellt werden. Teilweise wurden die vorhandenen ROGAs genutzt, um die potentiellen Risiken zu identifizieren und teilweise auch andere Methoden. Es besteht allerdings derzeit keine einheitliche Vorgehensweise für die Durchführung und Dokumen-

tation einer Risikoanalyse im PGU-T sowie kein formaler Prozess, um identifizierte Risiken abzulehnen oder zu akzeptieren.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Prozess auf operativer Ebene im Ablauf funktioniert jedoch nicht robust genug gegen Fehler erscheint. Das Thema Risikomanagement ist gemäß Konzernvorgabe zwar im Prozess verankert, wird jedoch in der Praxis nicht konsistent umgesetzt.

In der nachfolgenden Tabelle sind für diesen Arbeitspunkt als Ergebnis der Überprüfung die Empfehlungen in Zusammenhang mit den Sicherheitsberichten aufgeführt.

Tabelle 11: Verbesserungsvorschläge zum Technischen Veränderungsmanagement

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 7	
7E1	**Anwendung der RAM Einstufung im PGU-T prüfen** Die vorgeschriebene RAM-Einstufung bei technischen Änderungen ist bei den PGU-Ts nicht immer dokumentiert. Es ist zu überprüfen, ob die RAM-Einstufung im PGU-T einen Informationsmehrwert für den Anwender schafft. Sofern die RAM-Einstufung im PGU-T Verfahren flächendeckend eingesetzt werden soll, sollten auch feste Aktionen mit einer bestimmten RAM verbunden werden (z.B. automatische Anforderung einer Risikoanalyse oder hinzuziehen von QHSE-Expertise bei Überschreiten eines zuvor festgelegten Risikos). Die aktuelle RAM Einstufung könnte durch eine kurze Beschreibung der Problemstellung bzw. des Grundes für das PGU-T ersetzt werden, um dem Anwender ein besseres Verständnis für die Wichtigkeit des PGU-Ts zu schaffen. Darüber hinaus sollte die RAM-Einstufung im vorgeschalteten Asset-Masterplan einheitlich durchgeführt werden, um neben den Projektkosten eine weitere transparente und vergleichbare Entscheidungsgrundlage für oder gegen die Durchführung von Projekten und die Anforderung von zusätzlichem Budget zu haben.
7E2	**Bezugsquellen für Technische Regeln bekannt machen** Die Verteilung von neuen technischen Regeln und die Bezugsquellen (z.B. Perinorm, etc.) ist zwar in der WA-1-040C geregelt. Aktuell ist die Sicherstellung des neuesten Sicherheitsstandards allerdings abhängig von dem am PGU-T beteiligten Fachabteilungspersonal. Das Bewusstsein für die systematische Nutzung von Technischen Regeln im Rahmen des PGU-T sowie deren möglichen Bezugsquellen gem. WA-1-040C sollte verbessert werden.
7E3	**PGU-T Dokumentation vereinheitlichen** Die Bearbeitung des PGU-T-Formblatts erfolgt sehr unterschiedlich, sodass eine einheitliche Dokumentation noch nicht hundertprozentig sichergestellt ist. Einige Pflichtfelder des PGU-T Formblatts werden nicht immer ausgefüllt bzw. es existieren händische Nachträge. Eine kurze Anmerkung auf dem PGU-T-Formblatt, warum bestimmte Felder nicht ausgefüllt wurden, würde die Transparenz und Nachvollziehbarkeit verbessern. Zusätzlich sollten Randnotizen neben dem Formblatt stets mit Datum, Abteilung und Unterschrift kenntlich gemacht werden.
7E4	**Risikoanalysen im Rahmen des PGU-T Wesens vereinheitlichen** Die Durchführung einer zusätzlichen Risikoanalyse erfolgt im Rahmen eines PGU-Ts nicht einheitlich. Mit Hilfe des PGU-Ts ist nicht nachvollziehbar, wie die geforderte Risikoanalyse durchgeführt wurde und zu welchen Ergebnis sie geführt hat. Die Risikoanalyse sollte zudem durch den zuständigen Projektverantwortlichen formal zur Kenntnis genommen werden. Die ROGA als zentrales Dokument für die Gefahrenanalyse sollte dabei konsequent genutzt werden.

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 7	
7E5	**Konsequenteres Einhalten der internen Vorgaben** Nach Fertigstellung des Designs und Start der Prüfung durch die definierten Fachabteilungen läuft der PGU-T als Prozess auf der operativen Ebene ohne „Haltepunkte“ durch. Es ist daher essentiell, dass die Führungskräfte im PGU-T diesen vollständig und detailliert „vorleben“, um ihn robuster gegen Fehler im Prozessablauf zu machen. Dazu gehören insbesondere die eigenen Freigaben der Änderungen sowie das Einfordern der korrekten und nachvollziehbaren Freigaben der einzelnen Fachabteilungen. Es muss zudem durch die Führung im Prozess sichergestellt werden, dass eine konsistente Projektdefinition vorliegt (teilweise waren einzelne PGU-Ts in verschiedenen Anhängen mit unterschiedlichen Inhalten definiert).
7E6	**Dokumentenlenkung optimieren** Das aktuelle PGU-T-Formblatt wird dem Anwender per Mail bekannt gemacht und muss dann auf dem eigenen Laufwerk abgespeichert werden. Es kann daher vorkommen, dass veraltete PGU-T-Formblätter für den Umlauf genutzt werden, wenn die Aktualisierung beispielsweise übersehen wurde. Das Dokumentenlenkungssystem für die Nutzung des Formblattes in der letzten Revisionsfassung muss diesbezüglich angepasst werden.

6.8 Überprüfung des „Management of Organisational Change“

6.8.1 Aktivitäten der Gutachter

Als Grundlage für die Überprüfung des organisatorischen Änderungsmanagements wurden die einschlägigen Anweisungen gesichtet und hinsichtlich ihrer Konsistenz und Eignung ausgewertet. Berücksichtigt wurden insbesondere folgende Anweisungen:

VA-1-100C	Management of Change (Verfahrensanweisung)
VA-1-200E	Organisationsänderung (Verfahrensanweisung) einschließlich der zugehörigen Checkliste FO-1-200-2A und dem Formblatt FO-1-200-3A zur Genehmigung einer Organisationsänderung
VA-4-002	Projektmanagement
VA-5-201B	Personalplanung und Rekrutierung / „Onboarding“ neuer Mitarbeiter

Management-Handbuch Rheinland Raffinerie (RevK 04/2013)

Organisationshandbuch / Hauptaufgaben (April 2014)

Außerdem wurden verschiedene Interviews und Gespräche mit Mitarbeitern der Shell RR geführt, in denen Fragen zu organisatorischen Änderungen sowie zur Kontinuität bei der Stellenbesetzung und der Gewährleistung spezifischer Fachkenntnisse erörtert wurden.

Die praktische Durchführung eines Änderungsprozesses konnte anhand einer Organisationänderung in der Abteilung Inspektion (EN-I) nachvollzogen werden. Dieses Beispiel wurde gewählt, da es sich um eine aktuelle Organisationsänderung handelt, auf die auch an anderen Stellen der Überprüfung verschiedentlich hingewiesen wurde (siehe auch: Instandhaltungsmanagement). Durch den Leiter der Abteilung wurden in EN-I entsprechend den Arbeitsschwerpunkten vier Bereiche eingeführt. Die Vorgehensweise bei der Umsetzung der Organisationsänderung wurde den Gutachtern in einem Gespräch vorgestellt. Der Ablauf entsprechend der o. g. Verfahrensanweisung mit den zugehörigen Formularen wurde im konkreten Beispiel schrittweise nachvollzogen.

Auch der Frage der Vorgehensweise bei der Neubesetzung von Stellen bei unverändertem Stellenprofil wurde nachgegangen, auch wenn dieser Vorgang formal nicht Gegenstand der Regelungen zum Management of Change ist.

Außerdem wurde im Rahmen der Interviews die Implementierung einer mehrmonatigen krankheitsbedingten Vertretungsregelung thematisiert. Im vorliegenden Fall wurde ein PU Manager aus dem Werk Shell RR Nord mit der Vertretung des PU Managers einer anderen Anlage im Werk Shell RR Süd betraut und hatte zeitweise beide Positionen inne.

6.8.2 Sachstand

Der Prozess für die Durchführung organisatorischer Änderungen ist in der Verfahrensanweisungen VA-1-100C „Management of Change (MoC)“ geregelt. Entsprechend dieser Anweisungen sind alle organisatorischen Änderungen, die HSE, die Produktqualität oder die Verfügbarkeit von Anlagen be-

treffen, nach dem Management of Change Prozess abzuwickeln. Änderungen können die Anzahl, die Rollen und Verantwortlichkeiten und die Organisationsstruktur relevanter Positionen betreffen. Verantwortlich für den Management of Change Prozess ist der Bereichsleiter Technology and Services (TS).

Die Vorgehensweise und die Zuständigkeiten beim Management organisatorischer Änderungen sind in der Verfahrensanweisung VA-1-200E „Organisationsänderung“ im Detail beschrieben. Ergänzt wird die Anweisung durch eine Checkliste, in der die Erledigung der verschiedenen Prozessschritte zu dokumentieren ist, sowie ein Formblatt zur abschließenden Genehmigung durch die Raffinerieleitung.

Beide Anweisungen sind Bestandteil des Sicherheitsmanagementsystems nach § 8 der Störfallverordnung und als solche gekennzeichnet.

Grundsätzlich können auch die Planungselemente des Projektmanagements gemäß der Verfahrensanweisung VA-4-002C „Projektmanagement“ auf Organisationsänderungen angewandt werden (vgl. VA-4-002C, Abschnitt 3.2.3). Die Anwendung ist allerdings nicht verbindlich vorgeschrieben und der Schwerpunkt der Anweisung liegt eindeutig auf der Anwendung für technische Projekte.

Die Umorganisation der Abteilung Inspektion (EN-I) wurde gemäß dem Prozess für Organisationsänderungen abgewickelt. In diesem Fall waren allerdings nicht alle Verfahrensschritte einschlägig bzw. relevant, da die Reichweite der Änderung in der Organisationsstruktur relativ gering war. Es handelte sich im Wesentlichen um eine Neuzuordnung von bestehenden Aufgaben. Stellenprofile wurden geändert. Änderungen mit größerer Reichweite, z.B. Einrichtung neuer Stellen, waren damit nicht verbunden. Dennoch konnte bestätigt werden, dass das festgelegte Verfahren grundsätzlich geeignet ist und in der Praxis angewendet wird. Zuständigkeiten und Entscheidungsbefugnisse sind geregelt. Das Vorgehen umfasst sowohl die Ausarbeitung der Organisationsänderung selbst als auch die Prüfung notwendiger Anpassung im Managementsystem (z.B. Organisationsstruktur, Managementsystemdokumentation, Trainingsmaßnahmen) im Zuge der Umsetzung der Änderung. Der Ablauf wird mit dem Formular FO-1-200 dokumentiert.

Die Neubesetzung von Stellen bei unverändertem Stellen- und Organisationsprofil fällt gemäß den Regularien von Shell nicht unter den Management of Change Prozess. Gleichwohl werden einzelne Feststellungen zu diesem Aspekt hier mitbetrachtet, da auch die Neubesetzung einer Stelle zu Veränderungen innerhalb einer Organisationseinheit führen kann. Regelungen zur Personalplanung und Einarbeitung neuer Mitarbeiter finden sich in der Verfahrensanweisung VA-5-201B „Personalplanung und Rekrutierung / „Onboarding“ neuer Mitarbeiter“. Ein zentrales Instrument der Einarbeitung ist gemäß dieser Anweisung die Begleitung neuer Mitarbeiter durch einen sogenannten Paten. Die Umsetzung dieses Ansatzes wurde im Rahmen der Befragungen durch einzelne Interviewpartner bestätigt, wurde allerdings darüber hinaus hinsichtlich der praktischen Anwendung nicht im Detail analysiert.

Hinsichtlich der Kontinuität von Stellenbesetzungen und der Gewährleistung spezifischer Fachkenntnisse wurden in den Interviews und Gesprächen mit Shell Mitarbeitern folgende Punkte thematisiert:

- Im globalen Shell-Konzern wechseln Führungskräfte üblicherweise alle 4 Jahre, in Ausnahmefälle alle 6 Jahre, ihre Position. Dies wird von Mitarbeitern in den Betrieben kritisch gesehen im Hinblick auf spezifische Fachkenntnisse, Kontinuität und Identifikation mit dem Betrieb. Von Mitarbeitern wurde außerdem der Wunsch geäußert, dass Anlagenstillstände für den Turnaround einen Meilenstein darstellen sollten, vor dem ein Wechsel des Führungspersonals auf keinen Fall erfolgt. Eine zeitliche Überlappung zwischen dem ausscheidenden und

dem neuen Stelleninhaber ist bei Führungspositionen nicht immer gegeben. Auch die in der Verfahrensanweisung VA-5-201B vorgeschriebene Begleitung durch einen Paten findet - nach vorliegenden Beobachtungen aus der Begutachtung - bei Führungspersonal nicht statt.

- Ergänzend zur Shell Policy über die Häufigkeit von Positionswechseln von Führungspersonal hat die Shell RR in der Unterlage „Rheinland: Verweildauer auf der Position – Regelung/Klarstellung“, September 2011, Hinweise zur praktischen Entscheidungsfindung über die Verweildauer von außertariflich Beschäftigten auf der gleichen Position zusammengestellt. Darin wird insbesondere die Verantwortung der Vorgesetzten hervorgehoben, die Verweildauer außertariflicher Mitarbeiter auf die realen Randbedingungen (wie z. B. Projektlaufzeiten, Geschäfts- und Kundenbedürfnisse) abzustimmen, zu überprüfen und ggf. anzupassen. Außerdem wird das Ziel formuliert, „das lokale Wissen und das „Gedächtnis“ der Raffinerie zu erhalten/verbessern“, indem Versetzungen auf Positionen in innerhalb eines Fachbereichs oder einer PU in Betracht gezogen werden. Mit beiden Instrumenten wird angestrebt, außertariflich Beschäftigte länger in einer Position bzw. am Standort zu halten.
- Seitens des Betriebsrats wurde darauf hingewiesen, dass bei tariflichen Mitarbeitern die Einarbeitungszeit in der Regel etwa 2,5 Jahre beträgt, während bereits nach etwa einem Jahr eine weitgehend selbständige Wahrnehmung der Tätigkeit vorgesehen ist. In Interviews mit Shell Mitarbeitern ergaben sich außerdem Hinweise, dass spezifische Fachkenntnisse sowohl beim Fachpersonal als auch bei Führungskräften, wie beispielsweise Production Supervisors, teilweise erst „on the job“ erworben werden. Genannt wurden sowohl Situationen, wenn entsprechende Stellen neu besetzt werden, als auch Veränderungen oder Erweiterungen des Zuständigkeitsbereichs einer Organisationseinheit. Auch ein über die E-Mail Adresse shell-rr-ueberpruefung@oeko.de eingegangene Information wies auf entsprechende Defizite hin.
- Die vorgesehenen Weiterbildungsmaßnahmen wurden, trotz der teilweise sehr hohen Arbeitsbelastung in den Betrieben, nicht gekürzt. Zur Verfolgung und Sicherstellung der Weiterbildungsmaßnahmen sind entsprechende Prozesse etabliert. Ein über shell-rr-ueberpruefung@oeko.de eingegangener Hinweis, dass Weiterbildungsmaßnahmen teilweise aus Kostengründen unterblieben, konnte in dieser Überprüfung nicht verifiziert werden.
- Bei der Besetzung der Position des Production Supervisor (PSU) als Bindeglied zwischen dem PU Manager und der Betriebsmannschaft wurde in der Vergangenheit bevorzugt auf Personal gesetzt, das aufgrund langjähriger Zugehörigkeit zu dem betroffenen Betrieb umfangreiche anlagenspezifischen Fachkenntnisse und Erfahrungen besitzt. Im Zuge aktueller Entwicklungen werden diese Stellen in einzelnen Fällen auch mit Personal besetzt, das entweder über eine akademische Ausbildung verfügt oder aus anderen Anlagen oder Raffineriebetrieben kommt. In einigen Gesprächen wurde die Besetzung von PSU-Stellen mit Akademikern, die nicht von vornherein über spezifische Erfahrungen in dem betroffenen Betrieb verfügen, eher kritisch gesehen.

Die Verantwortlichkeiten eines PU Managers in der Delegationslinie vom Raffinerie Direktor über den Manager Production (MM) sind im Organisationshandbuch beschrieben. Regelungen zur Vertretung des PU Managers und zur Übertragung der Verantwortlichkeiten, z.B. bei krankheitsbedingtem Ausfall, sind in der Unterlage nicht enthalten und finden sich auch nicht in den vorliegenden Stellenbeschreibungen „PU Manager“ und „Production Supervisor“ (beide undatiert).

Bei geplanten Ausfällen, z.B. Urlaub, ist es gelebte Praxis, dass der Stelleninhaber relevante Personen innerhalb und außerhalb seiner Abteilung über die für den jeweiligen Fall getroffene Stellvertreterregelung informiert.

6.8.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Das Management organisatorischer Änderungen ist im Sicherheitsmanagementsystem der Shell RR durch entsprechende Verfahrensanweisungen konsistent und im erforderlichen Detaillierungsgrad geregelt. Bei der praktischen Umsetzung dieser Regelungen im Fall der Umorganisation der Abteilung Instandhaltung (EN-I) ergaben sich nach vorliegenden Informationen keine Hinweise auf einen Bedarf zur Anpassung des Prozesses zum Management von Organisationsänderungen.

Bei personellen Veränderungen, die nicht den Regelungen zum Management of Change unterliegen, da sie nicht mit Änderungen der Anzahl, der Rollen / Verantwortlichkeiten oder der Organisationsstruktur verbunden sind, ergaben sich einzelne Hinweise auf Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich der Kontinuität bei der Besetzung von Führungspositionen und der Gewährleistung spezifischer Fachkenntnisse insbesondere neuer Mitarbeiter:

Der im globalen Shell-Konzern praktizierte häufige Wechsel von Mitarbeitern in Führungspositionen kann die Kontinuität in den jeweiligen Betrieben oder zentralen Abteilungen beeinträchtigen und stellt besondere Anforderungen an die Gewährleistung der spezifischen Fachkenntnisse der entsprechenden Führungskraft. Da während der Turnarounds Anlagenkenntnisse in besonderem Maße gefragt sind, teilen die Gutachter die von Interviewpartnern geäußerte Einschätzung, dass Neubesetzungen beim Führungspersonal nicht vor einem geplanten Anlagenstillstand vorgenommen werden sollten. Längere Verweilzeiten von Führungspersonal werden von einzelnen Mitarbeitern außerdem als positives Signal hinsichtlich der Identifikation der Führungskraft mit dem Betrieb wahrgenommen und können sich somit günstig auf das Betriebsklima in der Organisationseinheit auswirken.
Des Weiteren sollte berücksichtigt werden, dass die Umsetzung nachhaltiger Veränderungen, beispielsweise die Nutzung von Managementinstrumenten wie FIM durch die Mitarbeiter, sich oftmals über einige Jahre erstreckt und somit durch häufige Wechsel in Führungspositionen erschwert werden kann.
Mit der Unterlage „Rheinland: Verweildauer auf der Position – Regelung/Klarstellung“ signalisiert Shell RR, dass die potenziellen Schwierigkeiten, die aus häufigen Wechseln von Führungspersonal resultieren können, wahrgenommen werden und dass eine reflektierte Umsetzung der Shell Policy angestrebt wird, die auf längere Verweildauern der Mitarbeiter ausgerichtet ist. Aus Sicht der Gutachter sollte der skizzierte Ansatz weiter verfolgt und in der Personalpolitik für den Standort verankert werden.

Hinsichtlich der fachlichen Einarbeitung von Führungspersonal sehen die Gutachter Potenzial, Maßnahmen wie zeitliche Überlappungen von alten und neuen Stelleninhabern oder geeignete Tandemkonstellationen stärker zu nutzen, insbesondere bei Funktionen, die einen hohen Grad an spezifischen Fachkenntnissen erfordern. Die vom SLT erläuterten Bestrebungen, Stellen frühzeitiger auszuschreiben, sollten im Hinblick auf die Ermöglichung von Überlappungszeiten weiter verfolgt werden.

Im Rahmen der vom Gutachterteam durchgeführten Interviews wurde sowohl in den Betrieben als auch in Fachabteilungen häufig überdurchschnittlich qualifiziertes Personal angetroffen. Außerdem ist positiv hervorzuheben, dass Weiterbildungsmaßnahmen in den letzten Jahren nicht gekürzt wurden und dass durch entsprechende Prozesse verfolgt und sichergestellt wird, dass die Maßnahmen durch die Mitarbeiter auch wahrgenommen werden.

Optimierungspotenzial besteht im Bereich der Qualifizierung und Einarbeitung einerseits von neuen Mitarbeitern und andererseits von Mitarbeitern, die aufgrund organisatorischer Änderungen zusätzliche Aufgabenbereiche übernehmen. Die hohe Arbeitsbelastung sowie (besonders aktuell) viele Projekte und viele Änderungen, die zusätzlich zur „normalen“ Betriebsführung abzuwickeln sind, führen dazu, dass in einigen Fällen nicht genügend Zeit für angemessene Qualifizierung und Einarbeitung bleibt. Da allerdings in vielen Bereichen der Shell RR wissensbasiert und nicht auf der Basis detaillierter Ablaufpläne gearbeitet wird, kommt der Qualifizierung zur Erlangung der im jeweiligen Tätigkeitsfeld spezifischen Fachkenntnisse eine besondere Bedeutung zu, so dass dabei auch in Zeiten hoher Arbeitsbelastung keine Abstriche gemacht werden sollten.

Zusätzlich zu den verfahrenstechnischen Fachkenntnissen ist auch die langjährige betriebliche Erfahrung ein unverzichtbarer Beitrag zum sicheren Betrieb der Anlagen. Seitens der Raffinerieleitung wurde den Gutachtern die Strategie erläutert, dass verschiedene Arten von Qualifikationen benötigt werden. Es wird ein Vorteil darin gesehen, auch in Zukunft weiterhin auf betriebsbewährte Erfahrung zurückzugreifen, die aber gleichzeitig mit einer mehr theoretisch-wissenschaftlichen Qualifikation ergänzt werden sollen. Auch wenn in der Vergangenheit möglicherweise nicht immer eine ausgewogene Besetzung erreicht wurde, ist die von Shell RR angestrebte Strategie für die Gutachter nachvollziehbar und entspricht den Beobachtungen, die bezüglich der Stellenbesetzung während der Begutachtung gemacht wurden.

Bei der bestehenden hohen Arbeitsbelastung in vielen Bereichen der Shell RR stellen längerfristige Ausfälle von Mitarbeitern eine besondere Herausforderung dar. Für geplante Abwesenheiten von Mitarbeitern in Führungspositionen, z.B. bei Urlaub, hat sich in der gelebten Praxis ein System zu Regelung und Bekanntmachung der Vertretung etabliert. Für ungeplante Abwesenheiten, z.B. bei Krankheiten, wäre es aus Sicht der Gutachter sinnvoll, wenn die Wahrnehmung der Vertretung für Führungspersonal grundsätzlich geregelt wäre, wobei diese möglichst durch Mitarbeiter innerhalb der jeweiligen PU erfolgen sollte.

Aus den Regelungen im Organisationshandbuch zur Delegation der Betreiberverantwortung von der Raffinerie Direktion bis zum PU Manager bzw. aus den Stellenbeschreibungen am Beispiel PU Manager und PSU geht außerdem nicht hinreichend klar hervor, wie im Vertretungsfall die Verantwortungen formal zugewiesen sind. Hier wären ergänzende Ausführungen wünschenswert, ob beispielsweise die delegierte Betreiberverantwortung des PU Managers auf den PSU übertragen wird, wenn dieser die Vertretung übernimmt, oder ob sie vom übergeordneten Manager Production (MM) übernommen wird.

Tabelle 12: Verbesserungsvorschläge zum Organisatorischen Veränderungsmanagement

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 8	
8E1	**Umgang mit Shell Policy zum Führungskräftewechsel reflektieren** Der von der Shell RR gemäß der Unterlage „Rheinland: Verweildauer auf der Position - Regelung/Klarstellung“ angestrebte reflektierte Umgang mit der Shell Policy zum vier- bis sechsjährigen Wechsel von außertariflichen Mitarbeitern sollte weiter verfolgt und in der Personalpolitik für den Standort verankert werden.
8E2	**Optimierungsmöglichkeiten bei Führungskräftewechsel prüfen** Bei Führungspositionen mit hohem Bedarf an spezifischen Fachkenntnissen sollten Optimierungsmöglichkeiten bei der Einarbeitung, z. B. durch angemessene Überlappungszeiten alter und neuer Stelleninhaber oder durch geeignete Tandemlösungen genutzt werden. Die von Shell RR bereits eingeleiteten Bestrebungen, Stellen frühzeitiger auszuschreiben, sollten in diesem Sinne weiter verfolgt werden. Außerdem sollten personelle Wechsel in Führungspositionen in den Betrieben möglichst nicht vor Turnarounds erfolgen.
8E3	**Umfassende Einarbeitung sicherstellen** Die Aufgaben in der Shell RR erfordern in vielen Bereichen ein hohes Maß an Qualifikation und spezifischen Fachkenntnissen. Daher sollte auch bei hoher Arbeitsbelastung in den Organisationseinheiten sichergestellt werden, dass eine umfassende Einarbeitung von neuen Mitarbeitern und bei Änderungen von Tätigkeiten und Zuständigkeiten erfolgt.
8E4	**Definition von Vertretungsregelungen** Für alle Führungspositionen sollten klare Vertretungsregelungen, insbesondere für den Fall ungeplanter Abwesenheiten, definiert werden, wobei die Vertretung möglichst durch Personal innerhalb der jeweiligen Organisationseinheit gewährleistet werden sollte. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass aus den Regelungen im Organisationshandbuch zur Delegation der Verantwortung von der Raffinerie Direktion bis zum PU Manager nicht hervorgeht, wie im Vertretungsfall die Betreiberverantwortungen formal zugewiesen sind. Entsprechende Regelungen sind zu treffen.

6.9 Überprüfungen der Managementvorgaben zum Thema „Lernen aus Ereignissen“ im Hinblick auf die Umsetzung der Schlussfolgerungen aus den Ereignisanalysen.

Die Darstellung zu diesem Untersuchungspunkt erfolgt aufgrund des engen inhaltlichen Zusammenhangs gemeinsam mit dem nächsten Untersuchungspunkt in Abschnitt 6.10

6.10 Prüfung des internen Berichtssystems im Hinblick auf die Erfassung und Auswertung von Ereignissen/Betriebs-störungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung (Beinahe-Ereignisse).

6.10.1 Aktivitäten der Gutachter

Als Grundlage für die Überprüfung der Managementvorgaben zum Thema „Lernen aus Ereignissen“ im Hinblick auf die Umsetzung der Schlussfolgerungen aus den Ereignisanalysen sowie auf die Erfassung und Auswertung von Ereignissen/Betriebsstörungen unterhalb der Meldeschwelle nach Anhang VI der Störfall-Verordnung (Beinahe-Ereignisse) wurden die einschlägigen Anweisungen gesichtet und hinsichtlich ihrer Konsistenz und Eignung ausgewertet.

Unter „Ereignissen“ sind dabei im Sinne der Shell Anweisungen und auch in diesem Bericht sowohl „Ereignisse mit Konsequenzen“ als auch Ereignisse ohne Konsequenzen zu verstehen. Ereignisse ohne Konsequenzen werden im Weiteren im Sinne der Shell Anweisungen als „Potenzielle Ereignisse“ und „Beinahe Unfälle“ bezeichnet, siehe hierzu die Ausführungen im Sachstand.

Berücksichtigt wurden insbesondere folgende Anweisungen:

DSM-0525001-ST	Shell Downstream Manufacturing: Incident Reporting and Review, Version 4.3, Stand Juni 2013
DSM-0525002-ST	Shell Downstream Manufacturing: Causal Learning Standard, Version 1.2, Stand März 2010
VA-1-006C	Verfahrensanweisung „Risk Assessment Matrix (RAM)”, 13.04.2012
VA-1-007F	Verfahrensanweisung „Ereignisse“, 26.6.2012
WA-1-100E	Werksanweisung „Aktionsverwaltung“, 04.05.2012

In verschiedenen Vorträgen wurde durch Mitarbeiter der Shell Rheinland Raffinerie (RR) das Shell-eigene System zur Erfassung von Ereignissen „Fountain Incident Management“ (FIM) sowie das System zur Verfolgung von raffinerieweiten Aktionen und Aktivitäten „Fountain Assurance Management“ (FAM) dargestellt. Darüber hinaus wurden uns von Shell exemplarische Auszüge aus den Datenbanken FIM und FAM zur Verfügung gestellt. Weiterhin erfolgte eine Darstellung der Shell-eigenen Methode des „Causal Learning“ (CL) zur Analyse von Ereignissen. Wie bereits in Kapitel 6.4

dargestellt wurden auch die Untersuchungsberichte von Sachverständigen nach § 29a BImSchG zu den Ereignissen in der RR einer Auswertung unterzogen.

Es wurden verschiedene Gespräche mit verantwortlichen Shell Mitarbeitern zur Vorgehensweise bei der Erfassung von Ereignissen und zur Verfolgung von Maßnahmen in der FIM/FAM-Datenbank geführt. Die Nutzung dieser Datenbank, insbesondere im Hinblick auf das Einstellen von Ereignissen, wurde auch in den Interviews mit Mitarbeitern unterschiedlicher Funktionen in den Betrieben thematisiert, um neben den organisatorischen Vorgaben auch die gelebte Praxis zu erfassen. Ein Mitglied des Gutachterteams nahm dazu auch an einer Sitzung des Lernkomitees teil, das einmal im Monat tagt und insbesondere dem Shell-internen Austausch über Ereignisse dient.

6.10.2 Sachstand

Der Shell Standard DSM-0525002-ST regelt die Anwendung der Shell-eigenen Methode des „Causal Learning“ (CL) zur Auswertung von Ereignissen in Anlagen der Shell Gruppe. Es gibt keine Verfahrens- oder Werksanweisung zur Umsetzung der CL-Methode in der Shell Rheinland Raffinerie. Die CL-Methode umfasst Techniken und Tools, um basierend auf einer Analyse von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen Ereignisse zu analysieren und Maßnahmen abzuleiten. Der Prozess des CL wird von einem Process Owner der Shell Gruppe mit Sitz in Houston verwaltet. Am Standort der Shell Rheinland Raffinerie (RR) gibt es einen für die Durchführung von CL verantwortlichen Focal Point, der der Abteilung DMS/63S (TSS) zugeordnet ist. Weiterhin gibt es in der RR ca. 20 sogenannte Facilitators (Moderatoren), die im Rahmen eines fünftägigen Trainings in die Methode eingeführt wurden und CLs leiten oder fachlich begleiten können. Causal Learning Analysen können in drei Stufen durchgeführt werden:

- Stufe 1 umfasst eine Analyse des Ereignisses durch Mitarbeiter der PU bzw. der Anlage, in welcher ein Ereignis stattgefunden hat, ggf. mit Unterstützung durch den CL Focal Point oder einen Moderator. Eine Analyse der Stufe 1 dient der Identifikation der technischen Ursachen des Ereignisses, um durch geeignete Maßnahmen eine Wiederholung zu verhindern.
- Stufe 2 umfasst eine Analyse des Ereignisses unter Beteiligung ausgebildeter Moderatoren und adressiert neben den technischen Ursachen auch menschliches Verhalten als Ursachenbeiträge.
- Stufe 3 umfasst eine Analyse durch ein multidisziplinär zusammengesetztes Team, das über mehrere Wochen unter Anleitung des CL Focal Points oder einer anderen gleichwertig ausgebildeten Person die Ereignisanalyse durchführt. Dabei sollen sowohl technische wie menschliche und organisatorische Ursachen des Ereignisses analysiert werden.

Ein CL der Stufe 3 setzt voraus, dass das Management die Ressourcen für das Untersuchungsteam zur Verfügung stellt. Dabei wird zu Beginn einer Untersuchung der Stufe 3 im Rahmen eines Terms of Reference der Untersuchungsumfang spezifiziert und im weiteren Ablauf der Untersuchung genauer eingegrenzt. Erkenntnisse aus CL Analysen werden in „Learning Sessions“ dem Site Leadership Team (SLT) vorgestellt, in „Decision Making Meetings“ wird darüber hinaus festgelegt, welche Maßnahmen aus den Erkenntnissen abgeleitet und wie diese umgesetzt werden. Die abgeleiteten Maßnahmen werden in Fountain Incident Management (FIM) oder Fountain Assurance Management (FAM) nachverfolgt (s.u.).

Der Shell Standard DSM-0525001-ST dient der Shell-weiten Vereinheitlichung der Meldung und Auswertung von Ereignissen in Anlagen der Shell Gruppe. Er legt fest, dass auftretende Ereignisse in FIM eingetragen werden müssen (s.u.). Ereignisse, die auf Basis der Risk Assessment Matrix (RAM) entweder als „HSSE Significant Incident“ (SI, tatsächliche RAM Stufe 4 oder 5) oder als „High Potential Incident“ (HPI, RAM Risiko-Einstufung „Rot“) eingestuft werden, müssen dem „Learning from Incident“-Prozess durchlaufen. Für SI sowie für HPI ist gemäß diesem Standard ein CL der Stufe 3 durchzuführen. Für HPI kann die Ereignisanalyse nach Beschluss des Managements unter Berücksichtigung des Lernpotenzials des Ereignisses auf die Stufe 2 beschränkt werden. Diese Vorgehensweise ist allerdings in keiner RR spezifischen Anweisung dargelegt.

Die Risk Assessment Matrix des Standards DSM-0525001-ST und ihre Verwendung in der Rheinland Raffinerie wird in der Verfahrensanweisung VA-1-006C „Risk Assessment Matrix (RAM)“ geregelt. Die Einstufung von Ereignissen gemäß der RAM erfolgt über die beiden Dimensionen „Konsequenzen“ und „Wahrscheinlichkeit des Eintritts der Konsequenzen“. Die Dimension der Konsequenzen erfasst Auswirkungen auf „Personen“, „Schäden an Anlagen/Finanzielle Verluste“, „Umwelt“ und „Reputation“ und kann Werte zwischen 0 und 5 annehmen. Dabei sollen in der Regel die potenziellen und nicht nur die tatsächlichen Konsequenzen bewertet werden, wobei unter den potenziellen Konsequenzen solche zu verstehen sind, „die – ausgehend von einem tatsächlichen Ereignis – hätten auftreten können, wenn die Umstände ungünstiger gewesen wären. Die Dimension der Wahrscheinlichkeit (eigentlich handelt es sich hierbei um die Häufigkeit) reicht von „In der Branche nicht bekannt“ bis hin zu „Ereignet sich mehrere Male im Jahr in RR“ und kann mit zunehmender Wahrscheinlichkeit Werte von A bis E annehmen. In Abhängigkeit von der Einstufung der Konsequenzen und der Wahrscheinlichkeit kann Ereignissen damit ein Risiko zugeordnet werden, wobei die Risikohöhe über eine Farbkodierung verfügt. In der nachfolgenden Abbildung ist eine beispielhafte Risikomatrix dargestellt, wie sie in ähnlicher Form bei Shell Anwendung findet:

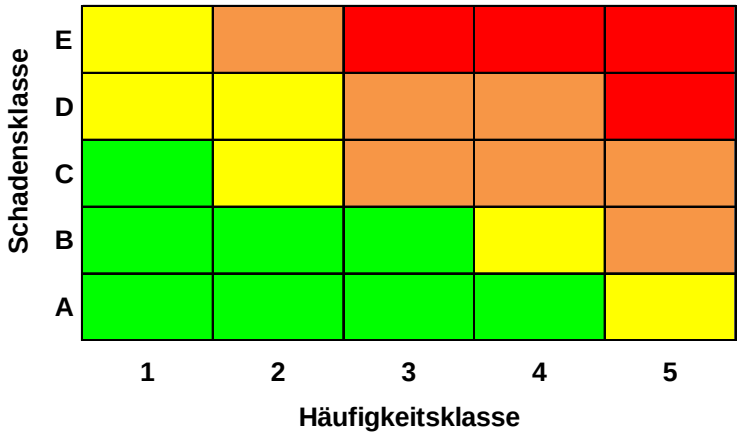

Abbildung 6 – Beispielhafte Risikomatrix

Die Verfahrensanweisung VA-1-007F „Ereignisse“ dient der Regelung zur Meldung und Behandlung von Ereignissen in der Rheinland Raffinerie. Sie ist Bestandteil des Sicherheitsmanagementsystems nach §8 der Störfallverordnung. Ein „Ereignis“ im Sinn dieser Verfahrensanweisung ist definiert als „ein ungeplantes Vorkommnis oder eine Verkettungen von Vorkommnissen, die zu einer Abweichung

vom bestimmungsgemäßen Betrieb geführt hat oder hätten führen können“. Die VA-1-007F regelt, welche Ereignisse in FIM zu erfassen sind. Hierzu zählen alle „Ereignisse mit Konsequenzen“, „Potenzielle Ereignisse“ (Unsichere Handlung/Bedingung) sowie „Beinahe Unfälle“ (Near Miss). Unter Potenziellen Ereignissen werden dabei Ereignisse verstanden, „die keine nennenswerten Schäden zur Folge hatten, jedoch unter ähnlichen Umständen das Potenzial für massive Sach-, Vermögens-, oder Umweltschäden hätten“, unter Beinahe-Unfällen werden dagegen Ereignisse verstanden, die auf Menschen bezogen sind. Ereignisse/Betriebsstörungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung sind also im Sinne der VA-1-007F als „Potenzielle Ereignisse“ oder als „Beinahe Unfälle“ zu erfassen. Gegebenenfalls sind sie auch als „Ereignis mit Konsequenzen“ zu erfassen, sofern es zwar Konsequenzen im Sinne der Verfahrensanweisung gab, diese jedoch nicht die Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung überschritten haben.

Nach Auftreten eines Ereignisses hat gemäß VA-1-007F unmittelbar eine Meldung an den Linienvorgesetzen zu erfolgen, weiterhin sind ggf. erforderliche Sofortmaßnahmen zu ergreifen. In der Folge ist eine Ereignismeldung in FIM zu erstellen. Dies kann durch jeden Shell-Mitarbeiter erfolgen. Durch den verantwortlichen Vorgesetzten (Schichtleiter, Betriebsschichtleiter oder Abteilungsleiter) wird dem Ereignis im Rahmen der Überprüfung der Ereignismeldung in FIM eine RAM-Einstufung zugeordnet. Weiterhin wird ein Ereignisverantwortlicher (PUMA, PSU, PSP, Abteilungsleiter) festgelegt, der für die weitere Verfolgung des Ereignisses zuständig ist.

In Abhängigkeit von der RAM-Einstufung ist für jedes Ereignis der Untersuchungsumfang festzulegen. Bei einer Einstufung in den „Roten Bereich“ der RAM hat eine erste Ursachenanalyse zu erfolgen. Causal Learning Untersuchungen sind nach Vorlage der ersten Ursachenanalyse nach Entscheidung durch das SLT über Priorität und verfügbare Ressourcen durchzuführen. Bei einer Einstufung in den „Gelben Bereich“ ist eine erste Ursachenanalyse durchzuführen, bei einer geringeren Einstufung ist die Art der Untersuchung festzulegen und diese durchzuführen. Ergebnisse von Ereignisanalysen, darunter auch Ergebnisse von Sachverständigenuntersuchungen, sind in FIM zu dokumentieren, abgeleitete Aktionen sind hier festzuhalten und einem Aktionsnehmer zuzuweisen, ggf. sind abschließend Lernpunkte zu erstellen und zu kommunizieren. Schließlich kann das Ereignis in FIM geschlossen werden.

Eine erste Ursachenanalyse kann mithilfe eines sogenannten „4 Slide Pack“ oder 4-pager durchgeführt werden, der durch die Abteilung QHSE zur Verfügung gestellt wird. Die erste Ursachenanalyse umfasst zunächst eine Beschreibung des Ereignisablaufs, der Auswirkungen sowie der Einstufung des Ereignisses. Weiterhin sind Ursachen aus den Bereichen Technik, Prozesse und Organisation zu identifizieren. Schließlich sind Aktionen (Maßnahmen) zur Verhinderung gleichartiger Ereignisse in der Zukunft abzuleiten. Dabei sind ein Aktionsnehmer und ein Termin für die Umsetzung festzulegen. Die Verfahrensanweisung VA-1-007F legt dazu fest, dass Aktionen im Regelfall innerhalb von 3 Monaten umzusetzen sind. Gemäß dem 4-pager können abgeleitete Aktionen sowohl über FIM wie über FAM (s.u.) verfolgt werden. Abschließend ist zu bewerten, ob weitergehende Untersuchungen erforderlich sind. Diese können bei Bedarf vom Lernkomitee oder vom SLT initiiert werden.

Das Lernkomitee tagt einmal im Monat. Seine Zusammensetzung, Aufgaben sowie die in der Sitzung zu behandelnden Punkte sind in der Verfahrensanweisung VA-1-007F festgelegt. Beteiligt sind unter anderem Focal Points der Fachbereiche. Hierzu zählen u.a. die Themenbereiche „Learning from In-

cidents“ (QHSE-Q), Arbeitssicherheit (QHSE-S), Anlagensicherheit (TSS), Reliability (EN-R), Produktqualität (TSL) sowie Störfälle und Emissionen (QHSE-E). Das Lernkomitee dient dazu, eine gleichmäßige Qualität der Untersuchungen sicherzustellen, weitergehende Untersuchungen einzuleiten und Lernpunkte abzuleiten. Über die Teilnahme der Focal Points der verschiedenen Fachabteilungen findet damit auch eine Rückkopplung der Erkenntnisse aus den Ereignisanalysen in die Fachabteilungen statt. Auf den Sitzungen des Lernkomitees werden aktuelle 4-pager sowie eine aus FIM generierte Liste aktueller „Near Misses“ und „Potential Incidents“ besprochen. Weiterhin werden im Lernkomitee Ereignisse von außerhalb der Shell Rheinland Raffinerie vorgestellt, die aus dem globalen Shell Prozess Learning from Incidents (LFI) stammen. Der LFI-Prozess ist in einem globalen Shell-Standard beschrieben. In den Verfahrensanweisungen der RR ist er bisher nur erwähnt (VA-1-007F). Eine eigene Verfahrensanweisung (VA-1-008) ist nach mündlicher Aussage der zuständigen Abteilung geplant.

Das Fountain Incident Management (FIM) und das Fountain Assurance Management (FAM), beides Bestandteile der Fountain Suite, einer globalen Shell Datenbank, wurden im Jahr 2008 in der Shell Rheinland Raffinerie eingeführt und dienen der Erfassung und Auswertung von Ereignissen sowie der Verfolgung von Aktionen. Seit 2012/2013 ist das System voll operativ. Während FIM eher reaktiv ausgerichtet ist und der Verfolgung von Untersuchungen und Aktionen dient, die aus Ereignissen, potenziellen Ereignissen und Beinahe Unfällen resultieren, werden mit dem eher proaktiv ausgerichteten FAM Maßnahmen verfolgt, die beispielsweise aus Audits und Reviews resultieren. FAM wird wesentlich zum Tracking von Aktionen eingesetzt. Vorgaben dazu, wie Aktionen durch das Management verfolgt werden, enthält die Werksanweisung WA-1-100E „Aktionsverwaltung“. In FAM werden demnach zentral Aktionen erfasst, Verantwortliche für die Durchführung der Aktionen festgelegt und Termine gesetzt. Dabei sind in FAM solche Aktionen zu erfassen, die „wesentliche Abweichungen von Kernprozessen, Workstreams, Projekten, Initiativen nachhaltig korrigieren“. Beispiele dazu, welche Aktionen in FAM aufgenommen werden sollen, enthält der One-Pager „Aktionstracking RLR Kategorie 3 local“, welcher als mitgeltendes Dokument für die WA-1-100E angeführt ist. Dieser enthält auch die Information, dass Aktionen aus Causal Learnings in FAM aufgenommen werden können. Die Umsetzung der Aktionen wird durch das Management kontrolliert. In FIM werden dagegen dezentral durch die einzelnen Shell-Mitarbeiter die auftretenden Ereignisse erfasst und in der Folge durch die Ereignisverantwortlichen abgearbeitet. Gegenwärtig werden etwa 1000 Ereignisse pro Jahr in FIM erfasst. Für den Umgang mit FIM existieren Online-Trainingsmodule, Quick Reference Cards sowie ein FIM Benutzerhandbuch. Eine schematische Darstellung der Aufgaben und Abgrenzung zwischen FIM und FAM enthält Abbildung 7.

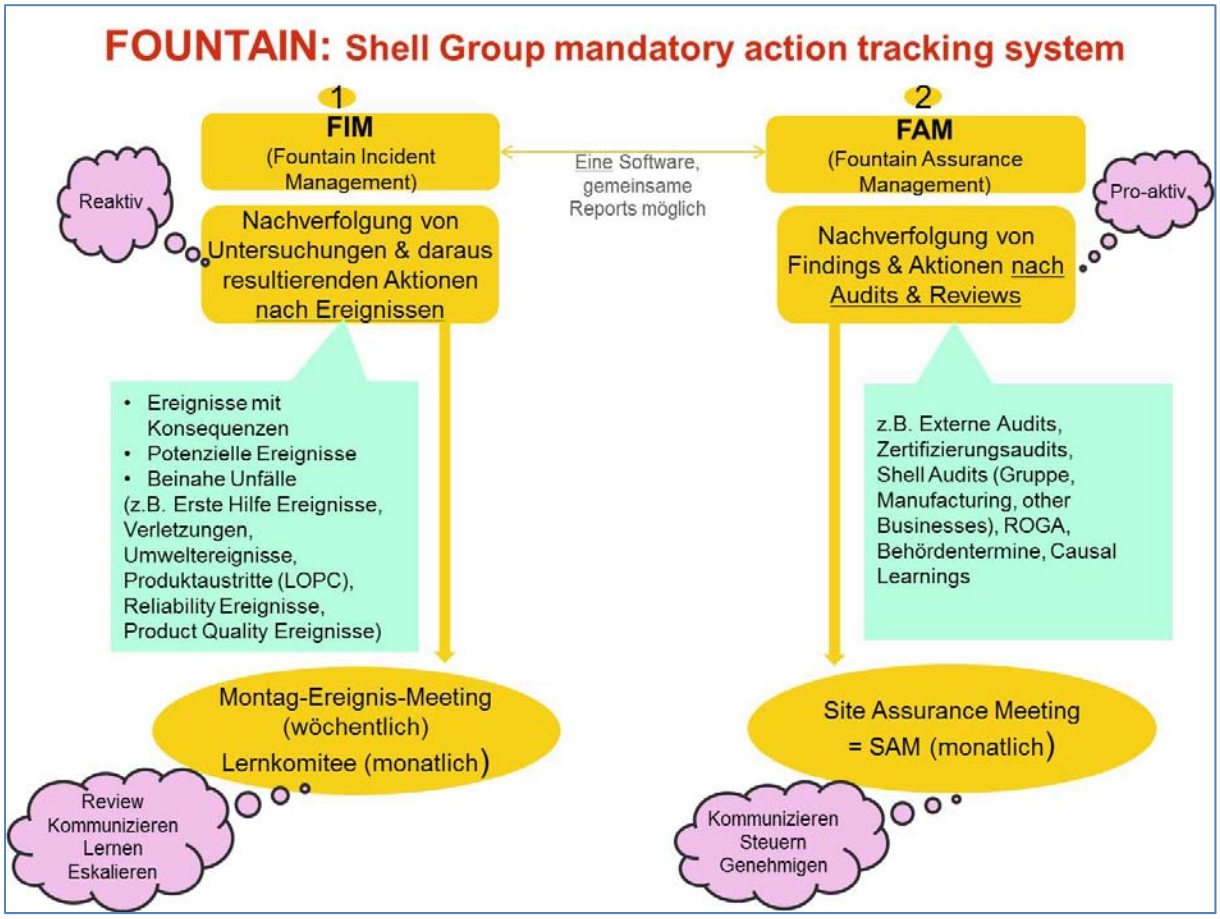

Abbildung 7 - Schematische Darstellung des Datenbanksystems zum Ereignis- und Aktionsmanagement[3]

Aus FIM werden monatlich verschiedene „Berichte“ in Form von Excel-Tabellen generiert, die die eingegangenen Ereignisse thematisch unter folgenden Schwerpunkten zusammenstellen:

- Product Quality/Reliability
- Personal Safety
- LOPC

Die Berichte werden automatisch generiert und an den jeweiligen Verteiler geschickt, der aus den Focal Points der Fachabteilungen besteht.

Alle erstellten 4-pager werden direkt nach einem Ereignis über einen in Outlook definierten Verteiler zur Information versandt, der z.B. die PUMAs umfasst (insg. ca. 30 Personen). Bis vor einem Jahr wurde ein relativ kleiner Verteiler verwendet, der seitdem erweitert wurde. Wenn Focal Points Häufungen bei bestimmten Ereignissen feststellen, sprechen sie die zuständigen Stellen an und tragen dies im Lernkomitee vor. Aus der Sichtung der Ereignisse durch die Focal Points können sich auch ergänzende Punkte für die FIM-Meldungen ergeben. Teilweise wurden auch durch die PUs Häufungen von Ereignissen festgestellt und Maßnahmen eingeleitet.

[3] Quelle: Shell Deutschland Oil GmbH Rheinland Raffinerie: Darstellung der beiden Fountain-Elemente 1. FIM (Fountain Incident Management), 2. FAM (Fountain Assurance Management), Oktober 2014

Innerhalb der PUs wird die Eingabe von Ereignissen unterschiedlich gehandhabt, teilweise wird diese direkt von den beteiligten Shell-Mitarbeitern vorgenommen, teilweise werden die Ereignisse zentral über die jeweiligen Vorgesetzen eingetragen. In manchen PUs wird auch in der Morgenrunde besprochen, ob Ereignisse in FIM einzutragen sind. Während in den ersten Jahren nach Einführung die Eingabemaske zur Eintragung von Ereignissen in FIM als sehr komplex angesehen wurde, wird die mittlerweile vorhandene Maske weitgehend als gut geeignet wahrgenommen.

Neben der Ereignisverfolgung in FIM werden Abweichungen von festgelegten Sollzuständen in den PUs im Schichtbuch dokumentiert, ggf. werden auch „Störungsmeldungen“ im SAP eingetragen. Daneben existieren zum Teil weitere PU interne Listen bzw. Datenbanken, mit denen für die PU relevante Aspekte verfolgt werden. Während die Eintragung von Störungsmeldungen in SAP beispielsweise unmittelbar zu Instandhaltungstätigkeiten führt, die damit von den Mitarbeitern in den PUs als unmittelbar relevant für die PU wahrgenommen werden, werden die Auswirkungen von FIM-Einträgen von den Mitarbeitern meist nicht unmittelbar wahrgenommen. Entsprechend ist die Bedeutung von FIM in den PUs für die nicht unmittelbar an der Auswertung der Ereignisse beteiligten Personen eher nicht erkennbar.

Die Festlegungen hinsichtlich von Ereignissen mit Konsequenzen, welche in jedem Fall in FIM zu melden sind, werden von den Mitarbeitern in den PUs und den Fachabteilungen als ausreichend eindeutig bewertet. Hinsichtlich der „Near Misses“ und der „Potential Incidents“ besteht demgegenüber jedoch ein Graubereich. So wird einerseits bemängelt, dass vielfach unwichtige Ereignisse gemeldet werden, durch die ein unnötig hohes Arbeitsaufkommen bei den Führungskräften entsteht. Andererseits wird aber auch bemängelt, dass zu wenige „Near Misses“ oder „Potential Incidents“ gemeldet werden, aus denen einerseits wichtige Erfolgsfaktoren für die Vermeidung von Ereignissen abgeleitet werden könnten und die andererseits auch als Basis für die Erkennung von Trends und sich abzeichnenden Ereignishäufungen notwendig sind. Das Meldeverhalten der PUs wird von QHSE statistisch ausgewertet. Allerdings gibt es kein etabliertes Verfahren zur Rückmeldung in die PUs bzw. an die Ereignis-Melder.

Eine erste Ursachenanalyse beispielsweise mittels der 4-pager wird typischerweise unmittelbar innerhalb der PUs angestoßen, kann aber auch von einem Focal Point eingefordert werden. Wird keine Einigung mit der PU erzielt, kann der Vorgang nach Rücksprache mit dem Lernkomitee in das TEOM (Technik, Engineering, Operation, Maintenance) – Meeting des SLT getragen werden. Es existiert kein festgelegter Kriterienkatalog, nach dem über die Erstellung von 4-pagern entschieden wird. Wichtig ist die (subjektive) Relevanz eines Ereignisses hinsichtlich seines Potenzials für Personen- und Umweltschäden.

Neben den Shell-internen Ereignis-Untersuchungen können durch die Aufsichtsbehörde externe Untersuchungen nach § 29a/b BImSchG angeordnet werden. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden auch im SLT vorgestellt. Der Störfallbeauftragte, der in der Shell Rheinland Raffinerie der Abteilung DMS/65U (QHSE-E) zugeordnet ist, verfolgt die weitere Umsetzung der Maßnahmen aus den Untersuchungen. Eine systematische Eintragung der abgeleiteten Aktionen in FAM erfolgt gegenwärtig nicht. Parallel zu Untersuchungen nach § 29a/b BImSchG können auch Shell-interne Causal Learning Untersuchungen durchgeführt werden, dies ist jedoch in der Regel nicht der Fall. Während im Zeitraum März 2000 bis März 2014 vierundzwanzig Gutachten nach § 29a/b BImSchG erstellt

wurden, sind nur für vier der zugehörigen Ereignisse zusätzliche Causal Learning Untersuchungen durchgeführt worden. Hinsichtlich einer inhaltlichen Abgrenzung zwischen den Shell-internen Untersuchungen und den Untersuchungen nach § 29a/b BImSchG wurde darauf verwiesen, dass Untersuchungen nach § 29a/b BImSchG stärker auf die technischen Ursachen und Abhilfemaßnahmen abzielen, während bei den Shell-internen Causal Learning Untersuchungen stärker auf organisatorische Ursachen und Verbesserungspotentiale fokussiert wird.

Auch für die Weiterverfolgung der aus Ereignissen, aber auch aus anderen Quellen resultierenden Aktionen (wie zum Beispiel der ROGA-Liste offener Punkte) existieren in den PUs typischerweise eigene Listen. Diese dienen dazu, die in FIM bzw. FAM eher stichwortartig erfassten Aktionen in größerem Detailgrad weiterverfolgen und auch innerhalb der PU priorisieren zu können.

6.10.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Die Shell Rheinland Raffinerie verfügt über ein System zur Erfassung und systematischen Nachverfolgung von Ereignissen (FIM). Dabei können sowohl Ereignisse oberhalb der Meldeschwellen wie auch Ereignisse/Betriebsstörungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung erfasst werden. Dieses System kann auch dazu genutzt werden, die Umsetzung der Schlussfolgerungen aus Ereignisanalysen zu verfolgen. Daneben können aus umfangreicheren Ereignisanalysen (Causal Learnings) abgeleitete Aktionen auch in FAM verfolgt werden. Diese Systeme sind für ihre jeweiligen Aufgaben grundsätzlich geeignet.

Die zugehörige Verfahrensanweisung VA-1-007F regelt, welche Ereignisse in FIM zu erfassen sind. Durch diese Vorgaben werden grundsätzlich auch Ereignisse/Betriebsstörungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung abgedeckt. Für Ereignisse mit Konsequenzen sind in der Verfahrensanweisung ausreichend klare Regelungen vorgegeben, so dass wir diesbezüglich in der gelebten Praxis keine Unsicherheiten feststellen konnten.

Neben Ereignissen mit Konsequenzen sind auch Potentielle Ereignisse bzw. Beinahe-Unfälle in FIM zu erfassen. Diesbezüglich haben wir unterschiedliche Wahrnehmungen bzw. Interpretationen festgestellt, welche Vorkommnisse noch in FIM zu erfassen sind bzw. ab wann ein Vorkommnis nicht mehr für die Erfassung in FIM in Frage kommt. Hier spielen zwei unterschiedliche Effekte eine Rolle. Während einerseits eine möglichst vollständige Erfassung von Ereignissen unter der Meldeschwelle sinnvoll ist, um sich anbahnende Trends erkennen zu können und ggf. auch „best practices“ zur Verhinderung von schwerwiegenderen Ereignissen identifizieren zu können, kann andererseits eine zu geringe Meldeschwelle zu einer hohen Arbeitsbelastung führen und die Identifizierung und Auswertung relevanterer Ereignisse in Frage stellen. Daher ist bei allen Prozessbeteiligten ein möglichst einheitliches Verständnis erforderlich, welche Ereignisse in FIM gemeldet werden sollen und welche nicht. Hierzu empfehlen wir, weitere präzisierende Vorgaben zu erstellen. Hierzu ist auch eine systematische Auswertung der FIM zum Meldeverhalten der PUs mit einer zielgerichteten Rückmeldung in die PUs zu empfehlen. Neben Eintragungen in FIM erfolgen Eintragungen von technischen Störungen bzw. Ausfällen in das Schichtbuch bzw. in die SAP-Datenbank. Hinsichtlich von Ereignissen unterhalb der Meldeschwelle könnten die hier erfassten Störungen bzw. Abweichungen von festgelegten Sollzuständen auch als Informationsquelle genutzt werden, um die Festlegung der in FIM zu erfassenden Ereignisse weiter zu präzisieren und eine einheitliche Nutzung von FIM in den verschiedenen PUs zu

verbessern. Hier ist zu prüfen, inwieweit eine systematische Auswertung der Betriebserfahrung auf Basis Schichtbuch/SAP erfolgt bzw. erfolgen kann, oder ob entsprechende Eintragungen zusätzlich in FIM erfolgen sollten.

In diesem Zusammenhang ist auch festzustellen, dass der nachgelagerte Prozess der Ereignisauswertung über FIM, insbesondere auch in Hinblick auf durchgeführte Trendanalysen und die möglichst frühzeitige Identifikation von Ereignisclustern, auf Ebene der PU-Mitarbeiter vielfach nicht im Bewusstsein verankert ist. Im Zusammenspiel mit der Frage, welche Ereignisse noch in FIM erfasst werden sollen, ist eine bessere Kommunikation der Nutzung der FIM-Einträge in die PUs hinein zu empfehlen, um den Nutzen einer möglichst umfassenden Ereignismeldung darzustellen.

Die Shell Rheinland Raffinerie verfügt nicht über eine eigene Verfahrens- oder Werksanweisung zur Umsetzung des globalen Shell Standards DSM-0525002-ST. In der Verfahrensanweisung VA-1-007F wird als mitgeltendes Dokument der „Causal Learning Standard“ aufgeführt, allerdings ohne klaren Verweis auf den globalen Shell Standard DSM-0525002-ST. Eine eigene Verfahrens- oder Werksanweisung zur Umsetzung des globalen Shell Standards in der Rheinland Raffinerie kann zur Transparenz und breiteren Akzeptanz der Methode des Causal Learning beitragen. Es wird daher empfohlen, in der Shell Rheinland Raffinerie eine eigene Verfahrens- oder Werkanweisung zur Umsetzung des globalen Shell Standards DSM-052502-ST einzuführen.

Die in der Shell Rheinland Raffinerie implementierte erste Ursachenanalyse mit Hilfe des 4-pagers deckt aus unserer Sicht den im Shell Standard DSM-0525002-ST formulierten Anspruch an ein Causal Learning der Stufe 1 ab bzw. geht sogar darüber hinaus, da explizit neben technischen auch prozessbedingte und organisatorische Ursachenbeiträge bereits auf dieser Stufe der Analyse betrachtet werden sollen. Dies entspricht dem Gedanken einer möglichst ganzheitlichen MTO-Ereignisanalyse (Mensch-Technik-Organisation, MTO), wie sie heute als Stand der Technik anzusehen ist. Dies ist daher als positiv hervorzuheben.

Während der Shell Standard DSM-0525001-ST klare Anforderungen hinsichtlich der Notwendigkeit von Causal Learning Untersuchungen der Stufe 2 bzw. 3 in Abhängigkeit der Einstufung eines Ereignisses in die RAM Stufe 4 oder 5 bzw. in die Risikokategorie „Rot“ formuliert, sieht die entsprechende Umsetzung in die Verfahrensanweisung VA-1-007F der Shell Rheinland Raffinerie dagegen zunächst nur eine erste Ursachenanalyse als unbedingt erforderlich vor, über weitergehende Untersuchungen wird dann durch das SLT entschieden.

Auch wenn die gelebte Praxis darauf hinweist, dass bei Ereignissen mit hoher RAM-Einstufung weitergehende Ereignisanalysen grundsätzlich durchgeführt werden, sehen wir in den fehlenden Festlegungen bzgl. eines Mindestumfangs an Analysen eine Abweichung vom globalen Shell-Standard. Während eine Flexibilität bei der Entscheidung über die durchzuführenden Ereignisanalysen für Ereignisse mit geringer RAM-Einstufung durchaus als sinnvoll angesehen werden kann, ist aus unserer Sicht eine klare Festlegung zu mindestens durchzuführenden Ereignisanalysen bei hoher RAM-Einstufung, wie durch den Shell Standard DSM-0525001-ST vorgegeben, auch innerhalb der Shell Rheinland Raffinerie erforderlich.

Dabei sollte auch die Rolle von Untersuchungen nach §29a BImSchG im Rahmen der Ereignisauswertungen klarer geregelt werden. So sollte die Schnittstelle zwischen den Aufgaben des Causal Learning

Focal Points und des Störfallbeauftragten in diesem Zusammenhang klar geregelt werden, um die Zusammenarbeit und Kommunikation zwischen diesen in verschiedenen Abteilungen angeordneten Positionen weiter zu optimieren.

Die aus Ereignisanalysen resultierenden Maßnahmen sind grundsätzlich in FIM zu erfassen und nachzuverfolgen. Gleichzeitig ist festzustellen, dass weiterführende Aktionen bspw. aus Behördengesprächen oder Causal Learnings (vgl. One-Pager „Aktionstracking RLR Kategorie 3 local“) in FAM erfasst werden sollen. Eine eindeutige Abgrenzung zwischen den über FIM zu behandelnden abgeleiteten Maßnahmen bzw. Aktionen und solchen, die in FAM zu erfassen sind, ist aus den uns vorliegenden Regelungen nicht zu entnehmen. Auch wenn beide Systeme aus unserer Sicht zur Nachverfolgung von Aktionen grundsätzlich geeignet sind, ist eine klare Festlegung zu empfehlen, welche Maßnahmen bzw. Aktionen, die aus Ereignissen resultieren, in FAM zu erfassen sind. Dies betrifft insbesondere auch die im Rahmen von Untersuchungen nach §29a BImSchG abgeleiteten Empfehlungen.

In den nachfolgenden Tabellen sind für die hier behandelten Arbeitspunkte als Ergebnis der Überprüfung abgeleitete Empfehlungen aufgeführt.

Tabelle 13: Verbesserungsvorschläge zum Thema „Umsetzung von Schlussfolgerungen aus Ereignisanalysen“

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 9	
9E1	**FIM und FAM als zentrale Tools für definierte Aktionen konsequent nutzen** In der Shell Rheinland Raffinerie existiert ein komplexes System verschiedener Software-Tools zur Nachverfolgung und ggf. Priorisierung von Aktionen. In der Anwendung ist sicherzustellen, dass eine zentrale Erfassung aller relevanten Aktionen in FIM bzw. FAM erfolgt, unabhängig davon, aus welchem Anlass sie resultieren. Es ist möglichst eindeutig zu regeln, wann Aktionen in FIM bzw. FAM erfasst werden (bspw. Aktionen aus Untersuchungen nach §29a/b BImSchG) und welchem Datenbankteil (FIM oder FAM) sie jeweils zuzuordnen sind.
9E2	**Klare Festlegungen zum Mindestumfang von Untersuchungen in Abhängigkeit der RAM-Einstufung treffen** Während der Shell Standard DSM-0525001-ST klare Vorgaben zur Durchführung von Causal Learning-Untersuchungen der Stufe 2 bzw. 3 in Abhängigkeit der RAM-Einstufung eines Ereignisses macht, werden in der VA-1-007F zunächst nur erste Ursachenanalysen strikt gefordert und für die Durchführung weitergehender Untersuchungen die Einzelfallentscheidung des SLT vorgesehen. Diese Flexibilität hinsichtlich des erforderlichen Untersuchungsumfangs ist bei niedrigen RAM-Einstufungen sinnvoll, für Ereignisse mit hoher RAM-Einstufung ist hingegen der in DSM-0525001-ST festgelegte Untersuchungsumfang eindeutig als Mindestanforderung in den Anweisungen der Shell RR zu verankern.
9E3	**Umsetzung des globalen Shell Standards DSM-0525002-ST „Causal Learning“ in der Shell Rheinland Raffinerie regeln** Die Shell Rheinland Raffinerie verfügt nicht über eine eigene Verfahrens- oder Werksanweisung zur Umsetzung des globalen Shell Standards DSM-0525002-ST. Es wird daher empfohlen, lokale Vorgaben zur Umsetzung des Globalen Shell Standards DSM DSM-0525002-ST in der Shell Rheinland Raffinerie zu erstellen.

Tabelle 14: Verbesserungsvorschläge zum Thema Erfassung und Auswertung von Ereignissen/Betriebsstörungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 10	
10E1	**Erfassung von Potenziellen Ereignissen sowie Beinahe Unfällen in FIM klarer regeln** Es hat sich gezeigt, dass die Schwelle derjenigen Ereignisse, die noch in FIM erfasst werden sollen, unterschiedlich gesehen wird. Hinsichtlich einer späteren einheitlichen und zielführenden Auswertung von Potenziellen Ereignissen sowie Beinahe Unfällen ist es wesentlich, bei allen Prozessbeteiligten ein klares Verständnis darüber zu schaffen, welche Ereignisse noch in FIM erfasst werden sollen und welche Ereignisse für die an FIM angelagerten Prozesse nicht mehr relevant sind. Es erfolgen Eintragungen von technischen Störungen bzw. Ausfällen auch in das Schichtbuch bzw. in die SAP-Datenbank. Es wird empfohlen, die Abgrenzung zur FIM Datenbank auch hier genauer zu spezifizieren, und zu prüfen, in wieweit Einträge in Schichtbuch/SAP zur systematischen Auswertung von Betriebserfahrung mit herangezogen werden können.
10E2	**Verwendung von FIM-Einträgen (z.B. für Trendanalysen) klarer in PUs kommunizieren und Auswertungen kontinuierlich weiterentwickeln** Verschiedene Kenngrößen werden im zeitlichen Verlauf auf Basis der Einträge in FIM ausgewertet und somit die Möglichkeit geschaffen, frühzeitig auf Trends zu reagieren. Die Nutzung der Daten in FIM zur Trendverfolgung ist in den PUs (unterhalb der Ebene der PUMAS/PSUs) jedoch weitgehend unbekannt. Dies kann dazu führen, dass die für Trendanalysen notwendigen bzw. sinnvollen Angaben in FIM durch die Mitarbeiter in den PUs nicht oder nicht systematisch genug vorgenommen werden. Eine stärkere Kommunikation der Nutzung von FIM in die PUs hinein ist zu empfehlen. Darüber hinaus sollte die Nutzung von FIM für Trendanalysen regelmäßig überprüft und ggf. erweitert werden. Weiterhin sollte das Meldeverhalten in den PUs regelmäßig analysiert und erforderlicher Anpassungsbedarf in die PUs hinein kommuniziert werden.

6.11 Überprüfung der Beauftragung von Fremdfirmen im Hinblick auf die Aufgabenübertragung, Auswahlkriterien und die Sicherstellung der Sicherheits-anforderungen.

6.11.1 Aktivitäten der Gutachter

Die Rheinland Raffinerie (RR) setzt für die in den Betrieben anfallenden Instandhaltungsarbeiten Mitarbeiter von Fremdfirmen ein (in der RR und im Folgenden Partnerfirmen genannt). Vor diesem Hintergrund ist eine gezielte Steuerung und Kontrolle von fremden Mitarbeitern in den Betrieben der RR wichtig, um ein sicheres Arbeiten in den Anlagen und eine Umsetzung der beauftragten Arbeiten in hoher Qualität zu gewährleisten. Den Gutachtern lag ein einzelner Hinweis aus dem Jahr 2008 vor, dass die Auswahl von Partnerfirmen deutlich unter Kostenaspekten erfolgte und ihre Arbeit nicht ausreichend kontrolliert wurde. Auch sei es zu relativ häufigem Wechsel von Partnerfirmenmitarbeitern gekommen.

Die Gutachter haben im Rahmen der Überprüfung die für das Partnerfirmen-Management relevanten Werks- und Verfahrensanweisungen und die gelebte Praxis bei der Beauftragung, Kontrolle und Bewertung von Partnerfirmen in der RR geprüft. Ein Schwerpunkt bei der Prüfung war die Fragestellung, wie die RR sicherstellt, dass die Mitarbeiter der beauftragten Partnerfirmen die Shell-Standards für Sicherheit und Umweltschutz kennen und richtig anwenden.

Ein effektives Partnerfirmen-Management beinhaltet u.a. ein transparentes Auswahlverfahren der angefragten Partnerfirmennach festgelegten Kriterien, die klare Definition von Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten und die Beaufsichtigung sowie die Überwachung der extern erbrachten Leistungen, d.h. die optimale Einbindung der Partnerfirmen und ihrer Mitarbeiter in das unternehmenseigenen Sicherheitsmanagementsystem der RR.

Das Partnerfirmen-Management wurde bei Shell in den Betrieben hinsichtlich der unten genannten Kriterien bewertet:

1) Verfahren zur Auswahl von Partnerfirmen für einzelne Gewerke,
2) Sicherstellung der Sicherheitsanforderungen,
3) Einweisung von Partnerfirmen-Mitarbeitern,
4) Beaufsichtigung von Partnerfirmen-Mitarbeitern im Betrieb,
5) Bewertung von Partnerfirmen hinsichtlich der Sicherheitsleistung und
6) Bewertung der Partnerfirmen hinsichtlich der Qualität der erbrachten Leistungen.

Shell hat den Gutachtern zu Beginn der Prüfung die relevanten Verfahrens- und Werksanweisungen übersendet, u.a.:

- VA-5-054A Lieferanten – Auswahl, Zulassung und Beurteilung
- VA-5-051 Beschaffung von Material und Leistungen
- FO-5-054-1 Selbstauskunft – Lieferanten / Kontraktoren
- FO-5-054-2 QHSE-Bewertung von Leistungslieferanten
- FO-5-054-4 Erstbeurteilung / Folgebeurteilung
- FO-2-120-1 Kompetenznachweis für Freigabeberechtigte
- FO-2-120-2 Kompetenznachweis für Betriebsaufsichten
- FO-2-165-1 Kleine Gefährdungsbeurteilung (KGB)

- FO-2-165-2 Große Gefährdungsbeurteilung (GGB)
- WA-2-120F Erlaubnisscheine (Permit to Work)
- WA-2-165B Gefährdungsbeurteilungen – 4W-Methode, GGB, KGB und Erlaubnisscheine
- WA-2-122 Temporäre Übertragung von Zuständigkeitsbereichen
- WA-3-003B Start into the day / MM-Arbeitsliste
- WA-4-700C Einsatz von Partnerfirmen
- Mehrere Arbeitserlaubnisscheine in den Betrieben MMA, MMD, MMP1 und MMP39

Die Einhaltung der oben genannten Verfahren und Prozesse wurde in mehreren Gesprächen mit den dafür zuständigen Personen in der RR geprüft. In den Betrieben MMA, MMD, MMP1, MMP39 wurden zudem mehrere Arbeitserlaubnisscheine eingesehen und dezidierte Gespräche mit den zuständigen Mitarbeitern insbesondere mit den OMCs (Operational Maintenance Coordinator) und DFOs (Daily Focused Operator) über das Arbeitserlaubnisscheinwesen geführt.

Darüber hinaus wurde eine Auswahl von Vertretern von Partnerfirmen der Shell RR interviewt, um die Einbindung der Partnerfirmen-Mitarbeiter aus Sicht aller Beteiligten zu hinterfragen.

6.11.2 Sachstand

Die Verfahrensanweisung VA-5-054A ist eine zentrale Anweisung im Kontraktoren-Management der RR, da in ihr die Prozesse zur Auswahl, Zulassung und Beurteilung von Lieferanten für die Lieferung von Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen sowie Material und Erbringung von Dienstleistungen beschrieben werden. Diese Regelungen gelten demnach sowohl für Materialbeschaffungen als auch für Vertragspartner der RR, die überwiegend gewerbliche Dienstleistungen (z.B. Montageleistungen, Bau und Instandhaltung) erbringen. Hauptsächlich die zuletzt genannten Beschaffungsvorgänge werden in diesem Arbeitspunkt betrachtet.

In der VA-5-054A ist der Zuständigkeitsbereich für den Kontraktoren-Management Prozess der Abteilung „Contracting & Procurement“ zugeordnet. Die Verfahrensanweisung regelt darüber hinaus, dass die Auswahl der Lieferanten und Kontraktoren vom Einkauf in Abstimmung mit dem jeweiligen Bedarfsträger (i.d.R. die Instandhaltung in den Betrieben) festgelegt wird. Neue Lieferanten müssen vor und während der Angebotsabgabe eine Selbstauskunft über ihre Leistungsfähigkeit in den Bereichen Qualität, Gesundheit, Arbeitssicherheit und Umwelt abgeben. Hierfür wird das Formular „Selbstauskunft - Lieferanten/ Kontraktoren“ eingesetzt.

Je nach Erfordernis und Risiken der durchzuführenden Arbeiten, kann eine detailliertere Anfrage über die Darstellung zur Arbeitssicherheit für eine Beurteilung des Lieferanten angefordert werden. Eine Einbindung der QHSE-Abteilung ist in der oben genannten Verfahrensanweisung nicht vorgeschrieben, d.h. die Auswertung der Selbstauskünfte und die Bewertung erfolgt in erster Linie durch die Einkaufsabteilung. Lieferanten (auch Kontraktoren) werden vor der eigentlichen Angebotsanfrage auf Basis der Lieferanten-Selbstauskunft sowie den Folgebeurteilungen in die Kategorien A-, B- und C-Lieferant eingestuft. Erreicht ein neuer Lieferant nicht mindestens die Kategorie C, so erhält dieser durch den Einkauf grundsätzlich eine Absage mit dem Hinweis, dass sein QHSE-System nicht ausreichend ist, dass jedoch nach der Verbesserung seines Systems eine erneute Bewerbung erfolgen kann.

Während Kontraktoren Ihre Mitarbeiter in der RR früher häufig wechselten, um die kostenfreien Qualifikationen sowie das „Prädikat“ für Shell gearbeitet zu haben zu erhalten, besteht die aktuelle Strategie der RR darin, nur Top-Mannschaften mit ausreichender Erfahrung am Standort zu beschäftigen. Um Sicherheitsthemen flächendeckend und praxisnah zu vermitteln, wurde im Jahr 2014 darüber hinaus das „Safety Center“ eröffnet, welches anhand praktischer Stationen Gefährdungen im Arbeitsalltag darstellt und Möglichkeiten aufzeigt, das Arbeiten sicher zu gestalten. Die RR hat sich das Ziel gesteckt, dass alle Kontraktoren, die am Standort arbeiten, das „Safety Center“ durchlaufen haben.

Kontraktoren der RR müssen darüber hinaus eine SCC-Zertifizierung (Sicherheitszertifikat für Kontraktoren) nachweisen können, wenn sie mehr als 10 Mitarbeiter haben, ihr Leistungsanteil 100.000 € übersteigt und sie einer bestimmten Branche zugeordnet werden können (z.B. Bauhaupt- und Nebengewerke, Metallverarbeitung und -bearbeitung, Rohrleitungs- und Behälterbau usw.). Kontraktoren, die diese Bedingungen erfüllen und die mit Subkontraktoren auf Werkvertragsbasis zusammenarbeiten, müssen darüber hinaus sicherstellen, dass auch diese Subkontraktoren über ein SCC Zertifikat verfügen.

Nach der Kontraktorenauswahl regelt die Werksanweisung WA-2-120F die konkrete Ausführung von Arbeiten in den Betrieben der RR. Ein Schwerpunkt war in diesem Arbeitspunkt die Prüfung des Arbeitserlaubnisscheinwesens. Grundsätzlich ist das Ziel des Arbeitserlaubnisscheinwesens, dass alle Ausführenden, insbesondere auch Partnerfirmen-Mitarbeiter, in der RR vor Gefahren geschützt werden und dadurch eine unmissverständliche und eindeutige Auftragsabwicklung gewährleistet ist. Als zentrales Hilfsmittel werden bei der Durchführung von Arbeiten durch Kontraktoren oder eigene Mitarbeiter der RR unterschiedliche Typen von Erlaubnisscheinen (z.B. Allgemeine Arbeitserlaubnis, Heißarbeiten, Befahr-Erlaubnis usw.) eingesetzt. Der Einsatz von Arbeitserlaubnisscheinen ist im Ordner „ Erlaubnisscheine“ beschrieben, der thematisch in die Einzelscheine unterteilt ist. Im Rahmen der Überprüfung der Prozesse zum Partnerfirmen-Management wurde eine Reihe an Arbeitserlaubnisscheinen in den folgenden Betrieben geprüft: MMA, MMD, MMP39 und MMP1.

Im Hinblick auf das Arbeiten vor Ort kommt der Gefährdungsbeurteilung eine zentrale Rolle zu. Die Allgemeine Arbeitserlaubnis sowie die 4-W-Vor-Ort-Karte sind in diesem Zusammenhang die konstanten Elemente der Gefährdungsbeurteilung und bilden die Basis des SHELL-Systems ab. Darüber hinaus kommen PU-eigene Gefährdungsbeurteilungen und solche, die von den Kontraktoren zu erstellen sind, zum Einsatz, um komplexere Tätigkeiten zu analysieren. Alle genannten Methoden verfolgen das Ziel, die durchzuführenden Aufgaben im Vorfeld möglichst genau zu analysieren und Sicherheitsmaßnahmen für vorhandene Risiken zu identifizieren.

Die Prüfung der Arbeitserlaubnisse hat zu folgenden Beobachtungen geführt:

- Ein Großteil der geprüften Arbeiten wird von Partnerfirmen und ihren Mitarbeitern durchgeführt, die schon seit Jahrzehnten in der RR tätig sind (insbesondere in den Gewerken Rohrleitungs- und Behälterbau).
- Die Arbeitserlaubnisscheine werden in den Betrieben der RR von den OMCs (Operational Maintenance Coordinator) und den DFOs (Daily Focused Operator) erstellt und mit den Kontraktoren-Mitarbeitern vor Arbeitsbeginn durchgesprochen. In den meisten Betrieben übernimmt der DFO die Betriebsaufsicht bzw. delegiert diese weiter an qualifizierte Außen-

dienstmitarbeiter. In der Regel ist der OMC für die Freigabe per Unterschrift auf dem Arbeitserlaubnisscheins berechtigt.

- Die aktuell laufenden Arbeiten in einem Betrieb werden in der täglich neu anzulegenden MM-Arbeitsliste zusammengefasst, die vom OMC und DFO geführt werden. Auf dieser Arbeitsliste ist die zuständige Betriebsaufsicht vermerkt. Der Kontraktoren-Mitarbeiter ist verpflichtet in dieser Liste abzuzeichnen, wenn er seine Arbeit gestartet bzw. für den laufenden Tag beendet hat.
- Im Rahmen des Rheinland Effizienz Programms wurde 2009 das Projekt „Start into day“ zur Verbesserung des morgendlichen Arbeitsfreigabeprozesses innerhalb der Betriebe durchgeführt. Die Werksanweisung WA-3-003B umfasst die wesentlichen Eckpunkte des Projektes und regelt die Handhabung der MM-Arbeitsliste (Erlaubnisschein-Datenbank).
- Die Arbeitsliste verschafft einen Überblick über die laufenden Arbeiten und die sich in den Anlagen befindlichen Arbeitsgruppen und Personen für den Fall einer Anlagenräumung. Darüber hinaus wird das Arbeitsaufkommen in den Betrieben transparent gemacht. Zusätzlich wird im Meldebuch dokumentiert, wer sich gerade ohne Arbeitsschein in der Anlage befindet (z.B.: Besucher), so dass die Summe der Personen aus Arbeitsliste und Meldebuch verwendet werden kann, um die Gesamtzahl der Personen in der Anlage zu bestimmen.
- In den Betrieben der RR dürfen keine Arbeiten ohne gültigen Arbeitserlaubnisschein durchgeführt werden um sicherzustellen, dass die Arbeiten ausreichend geplant und mit den notwendigen Sicherheitsvorkehrungen durchgeführt werden.
- In den Arbeitserlaubnisscheinen und den dazugehörigen Ergänzungsformularen werden Sicherheitsvorkehrungen für die beschriebenen Tätigkeiten definiert.
- Es existieren verschiedene Ergänzungsformulare zu den Arbeitserlaubnisscheinen (z.B. für erneute Freigaben und zur Definition der konkreten Arbeitsorte), auf die auf dem ersten Blatt der Arbeitserlaubnis per Nummer referenziert werden kann. Darüber hinaus gibt es weitere Erlaubnisscheine, die bei besonderen Tätigkeiten (z.B. Heißarbeiten, Befahren von Behältern und Gruben, Einsatz von Saugwagen, Sichern von elektrischen Verbrauchern) ergänzend zum übergeordneten Arbeitserlaubnisschein eingesetzt werden. Vielfach erfolgt die Referenzierung für Erweiterungsscheine nicht an den dafür vorgesehenen Stellen. Zusätzlich erfolgt bei der Arbeit an elektrischen Systemen (bspw. elektrischer Begleitheizung) teilweise keine Beschreibung des Systems, an dem die Begleitheizung angebracht ist.
- Für die Arbeit an elektrischen Bauteilen existiert der Sicherungsschein für elektrische Bauräume. Bei der Prüfung einer Stichprobe von Arbeiterlaubnissen wurde in einem Fall festgestellt, dass das elektrische Gefährdungspotential und geeignete Sicherungsmaßnahmen durch den Bearbeiter des Arbeitserlaubnisscheines nicht bewertet und festgelegt wurden. Ein Einbezug der Fachabteilung für elektrische Bauteile hat nicht stattgefunden, u.a. auch deswegen nicht, weil der Arbeitserlaubnisschein keine Delegation der System- bzw. Anlagenbewertung an die Verantwortlichen des elektrischen Systems vorsieht.
- Die Gefährdungsbeurteilung wird immer erst bei der Erstellung der Arbeitserlaubnis durchgeführt. Dabei stellen der Arbeitserlaubnisschein selbst und die dazugehörigen Ergänzungsformulare die erste Gefährdungsbeurteilung dar. Zusätzliche „kleine“ und „große“ Gefährdungsbeurteilungen werden ausschließlich bei besonders kritischen Tätigkeiten erstellt. Die Entscheidung, ob eine zusätzliche Gefährdungsbeurteilung erstellt werden muss, obliegt dem Antragssteller bzw. dem OMC, der die Arbeitserlaubnis ausstellt, sowie den freigebenden

Stellen. Teilweise waren Gefährdungsbeurteilungen durch den Betrieb vorhanden (kleine 4W-Beurteilung), teilweise wurden diese durch den Betrieb vom Kontraktor angefordert. Es existiert derzeit kein einheitlich definiertes Entscheidungskriterium, ab wann welche Form der Gefährdungsbeurteilung von der RR zu stellen bzw. vom Kontraktor zu liefern ist.

- Bei der Prüfung einer Stichprobe von Arbeitserlaubnissen wurde in einem Fall festgestellt, dass die Freimessung im Rahmen einer Befahr-Erlaubnis einer Baugrube und damit die Befahrung selbst nicht mehr innerhalb des Gültigkeitszeitraums der Befahr-Erlaubnis durchgeführt wurde, d.h. die Befahrung wurde in diesem Fall offensichtlich ohne gültige Erlaubnis durchgeführt.
- Die Betriebe in der RR führen keine Liste(n) mit kritischen Tätigkeiten, insbesondere auch nicht für Tätigkeiten, an denen Kontraktoren beteiligt sind. Nur sehr vereinzelt bestehen spezifische Gefährdungsbeurteilungen wie etwa beim Einsatz von Winkelschleifern, die der Arbeitserlaubnis beigefügt werden können, um den Ausführenden über zusätzliche Risiken und spezielle Sicherheitsvorkehrungen hinzuweisen.

Nach der Arbeitsdurchführung bzw. in regelmäßigen Abständen werden die Kontraktoren (pro Jahr 50), die vom Einkäufer und in Abstimmung mit dem Anforderer als wichtig eingestuft werden, d.h. die sog. Schlüsselkontraktoren sind, einer Bewertung unterzogen. Die Entscheidung wird auf dem Formblatt „Erstbeurteilung/Folgebeurteilung“ dokumentiert. Folgebeurteilungen erfolgen mittels „Contractor Evaluation System“ (CES) nach einem festgelegten „QHSE Fragenkatalog“ durch die Auftraggeber in den jeweiligen Produktions- und Fachabteilungen. Kontraktoren, welche in der Erstbeurteilung für eine Folgebewertung ausgewählt wurden und nicht durch das CES beurteilt werden, sind mit Hilfe des Lieferantenbewertungsbogens „QHSE-Bewertung von Leistungslieferanten“ zu beurteilen.

6.11.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Das Kontraktoren-Management ist bei Shell integraler Bestandteil des Sicherheitsmanagementsystems, da die RR einen Großteil der Instandhaltungsarbeiten in den Betrieben von Partnerfirmen und ihren Mitarbeitern durchführen lässt. Die Prozesse zur Auswahl von Kontraktoren, sowie zur Steuerung, Kontrolle und kontinuierlichen Verbesserung der von Externen erbrachten Leistungen sind daher sowohl für die Arbeits- und Prozesssicherheit als auch für die Effizienz der RR immanent wichtig.

Die Gespräche in den Betrieben mit den zuständigen Fachfunktionen und mit einer Auswahl von Kontraktoren-Mitarbeitern haben gezeigt, dass Shell in der RR besonderen Wert auf den Einsatz erfahrener Kontraktoren legt. Dies wird über die Regelungen der VA-5-054A und mehrere Vorgaben gefördert, u.a. über die Klassifizierung in A-, B- und C-Lieferanten, die Einstufung in Schlüsselkontraktoren, die Forderung zum Nachweis einer SCC Zertifizierung und die regelmäßige Beurteilung der QHSE Leistung.

Die Auswahl und Beauftragung von Kontraktoren erfolgt systematisch und erfahrungsbasiert und auf Basis einer dezidierten Bewertung der Leistungsfähigkeit in den Bereichen Qualität, Gesundheit, Arbeitssicherheit und Umwelt. Die RR setzt hierfür bewährte Hilfsmittel (z.B. Formblatt für die Erstbewertung, Lieferanten-Selbstauskunft, QHSE-Bewertung von Leistungslieferanten, usw.) ein. Die Einbindung der QHSE-Abteilung im Auswahlverfahren und zur Bewertung der QHSE-Leistungsfähigkeit

ist allerdings in der VA-5-054A nicht explizit vorgesehen. Die Verantwortlichkeit für den Kontraktoren-Auswahlprozess, sowie für die Verwaltung und Optimierung von bestehenden Kontraktoren-Verträgen ist der „Contracting & Procurement" Abteilung zugeordnet. Insbesondere mit Schlüsselkontraktoren, die für die RR wegen des hohen Umsatzes bzw. durch die Art der Tätigkeit, ein höheres Risiko bedeuten, findet ein ständiger Dialog und Verbesserungsprozess statt.

Es existiert in der RR ein umfangreiches System mit unterschiedlichen Stufen der Einweisung und Unterweisung, um Kontraktoren vor Beginn ihrer Arbeit mit den Anlagen, Gefährdungspotentialen und Sicherheitsregelungen vertraut zu machen. Das „Safety Center" ist beispielsweise eine gute Initiative, um die Einweisung von Partnerfirmen praktisch zu gestalten und um dadurch das Bewusstsein der Partnerfirmen-Mitarbeiter für die Themen Arbeits- und Prozesssicherheit zu fördern. Die Verantwortlichkeit für die Steuerung und Kontrolle von Partnerfirmen in den Betrieben ist definiert und wird i.d.R. von den Instandhaltungsmanagern und den OMCs und DFOs explizit wahrgenommen. Das in der RR implementierte Arbeitserlaubnisscheinwesen ist in Theorie und Praxis ein etabliertes System, dass allerdings noch über einzelne Verbesserungspotentiale verfügt (siehe Empfehlungen).

Die Leistung der Kontraktoren wird in regelmäßigen Zeitabständen hinsichtlich QHSE Kriterien bewertet, um mit den Kontraktoren ggfs. konkrete Verbesserungsmaßnahmen festzulegen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass das Partnerfirmen-Management in allen Bereichen im Ablauf funktioniert. Die aus 2008 berichteten Mängel konnten im Rahmen der aktuellen Prüfung nicht verifiziert werden. Es gibt aber Verbesserungspotentiale, die in Tabelle 15 explizit als Empfehlungen aufgelistet sind.

Tabelle 15: Verbesserungsvorschläge zum Fremdfirmenmanagement

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 11	
11E1	**QHSE Einbindung bei der Auswahl von Kontraktoren** Eine HSSE Stelle ist gemäß global Shell Prozess Green Banding in das Partnerfirmen-Management eingebunden. Die QHSE Einbindung in der RR sollte auch formal in der VA-5-054A (als zentrale Anweisung für das Partnerfirmen-Management) definiert werden. Es ist dadurch sicherzustellen, dass die entsprechende QHSE-Bewertung der in Frage kommenden Kontraktoren in den Auswahlprozess einfließt.
11E2	**Betriebsaufsicht in der Arbeitsliste konsequent angeben** Die Betriebsaufsicht sollte auch in der Arbeitsscheinliste immer angegeben werden, damit Dritte im Betrieb sich darüber informieren können, wer die entsprechende Betriebsaufsicht führt.
11E3	**Referenzen auf den Arbeitserlaubnisscheinen optimieren** Auf der allgemeinen Arbeitserlaubnis sind Referenzen auf die dazugehörigen Ergänzungsformulare nicht immer durchgängig bzw. an der richtigen Stelle angegeben. In einigen Fällen wird die Referenz auf das Ergänzungsformular zur erneuten Freigabe zwar im Kopf des Arbeitserlaubnisscheines in Zeile 6 vermerkt, in der zusätzlich bei dessen Einsatz notwendiger Zeile 25 dann aber nicht nochmals referenziert. Dies kann insbesondere dann zu Problemen führen, wenn die freigebende Stelle nicht mit der anlegenden Stelle übereinstimmt, da in diesem Fall für den Freizeichner nicht auf den ersten Blick ersichtlich ist, welche zusätzlichen Erlaubnisse mit der Arbeitsgenehmigung zusammenhängen. Ebenfalls erfolgt die Referenzierung auf die Felder „Ergänzungsformular für Einzelfreigaben" und „Ergänzungsformular" nicht einheitlich. Die Betriebe sollten sicherstellen, dass die Arbeitserlaubnisscheine einheitlich und vollständig ausgefüllt werden.

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 11	
11E4	**Freimessungen bei Befahr-Erlaubnissen sicherstellen** Bei der Prüfung einer Stichprobe von Arbeitserlaubnissen wurde in einem Fall festgestellt, dass die Freimessung im Rahmen einer Befahr-Erlaubnis einer Baugrube und damit die Befahrung selbst nicht innerhalb des Gültigkeitszeitraums der Befahr-Erlaubnis durchgeführt wurde, d.h. die Befahrung wurde in diesem Fall offensichtlich ohne gültige Erlaubnis durchgeführt. Es ist sicher zu stellen, dass Freimessungen immer im Gültigkeitszeitraum der Befahr-Erlaubnis stattfinden, um sicherzustellen, dass die Bedingungen für die Freimessungen gegeben sind.
11E5	**Information über Anlagenzustand bei elektrischen Arbeiten verbessern** Es sollte sichergestellt werden, dass elektrische Arbeiten (z.B. an elektrischen Begleitheizungen) von den entsprechenden Fachabteilungen bewertet werden und die Arbeitserlaubnis einen Verweis auf den Sicherungsschein erhält. Zwar enthält die Arbeitserlaubnis ein entsprechendes Feld für den Verweis, welches jedoch nicht flächendeckend verwendet wird. Es ist daher zu überlegen, die Verweismöglichkeit auf den Sicherungsschein in der Arbeitserlaubnis bei den Ergänzungsformularen anzugeben (und nicht wie bisher im Bereich Anlagenzustand). Darüber hinaus ist zu prüfen, ob dem Arbeiter der Zustand des Systems an dem elektrische Arbeiten durchzuführen sind, also beispielsweise der Stoff in einer Rohrleitung an der die elektrische Begleitheizung repariert werden soll, mitzuteilen ist, um die vorhandenen Gefahren darzustellen.
11E6	**4W-Vor-Ort- Betrachtung im Arbeitserlaubnisscheinwesen konsistent nutzen** Die Arbeitserlaubnisscheine enthalten einen Bereich, in dem explizit anlagenbezogene Sicherheitsmaßnahmen aufgeführt werden. In einigen Arbeitserlaubnisscheinen wird die 4W-Vor-Ort-Karte als zusätzliche Sicherheitsmaßnahme in Zeile 20 vorgesehen. Die 4W-Vor-Ort-Karte ist allerdings ein obligatorisches prozessuales Arbeitsmittel, das vor Arbeitsbeginn genutzt werden muss, um bis zu diesem Zeitpunkt nicht erkannte Risiken durch entsprechende Maßnahmen abzudecken. Als prozessuale Maßnahme passt die 4W-Vor-Ort-Karte auch inhaltlich nicht in den Bereich der anlagenbezogenen Sicherheitsmaßnahmen. Es ist daher zu überlegen eine Erinnerung an die 4W-Vor-Ort-Karte generell in die Formatvorlage der Arbeitserlaubnisscheine zu integrieren (ohne Checkbox sondern als Statement) oder diese konsistent im Rahmen der Erstellung als obligatorisch anzusehen und nicht einzeln zu fordern.
11E7	**Fachgewerkskoordinatoren bekannt machen** Durch das Outsourcing der Aufgaben von Fachgewerkskoordinatoren wird die Steuerung und Kontrolle der von Partnerfirmenerbrachten Leistungen in der RR erschwert. Die Wiedereinführung von internen „Fachgewerkskoordinatoren“ sollte daher geprüft werden, alternativ sollten die fachlichen und koordinativen Stellen, die deren Arbeit aktuell übernehmen umfassend bekannt gemacht werden.
11E8	**Erweiterte Einbindung bei der Bewertung der Leistungsfähigkeit von Kontraktoren verbessern** Die OMCs und DFOs, mit denen im Rahmen der Überprüfung Gespräche geführt worden sind, waren nicht an der Bewertung der Kontraktoren beteiligt. Dies kann dazu führen, dass in Betrieben Kontraktoren, die über viele Jahre gute und sichere Arbeit geleistet haben, durch den Bewertungs- und Einkaufsprozess nicht mehr unter Vertrag genommen werden, weil keine umfassende Bewertung für Sie vorliegt. Eine Einbindung der Beteiligten am Bewertungsprozess ist zwar theoretisch möglich, wird aber praktisch kaum genutzt. Die Einbindung sollte verbessert werden, um eine nachhaltige und gute Zusammenarbeit zwischen Betrieb und Kontraktoren schon im Auswahlprozess vorzubereiten.

Verbesserungsvorschläge (E) zum Arbeitspunkt 11	
11E9	**Gefährdungsbeurteilungen PU-übergreifend harmonisieren** Die Entscheidung, wann welche Gefährdungsbeurteilung zu erstellen ist (Arbeitserlaubnisschein allein ausreichend, hinzuziehen PU-eigener Beurteilungen, Beurteilung durch den Kontraktor, gemeinsame Beurteilung durch Kontraktor und PU), war im Rahmen der Vor Ort Begehung nicht klar ersichtlich. Es sollte klar festgelegt werden (bspw. über eine RAM-Einstufung der durchzuführenden Arbeiten wie sie gemäß WA-2-165 vorgeschrieben ist), wann welche Gefährdungsbeurteilung durchzuführen ist. Dies würde den Prozess über die PUs hinweg harmonisieren und auch den Erfahrungsaustausch vereinfachen (in diesem Zusammenhang könnte auch eine Harmonisierung der Formatvorlagen angestoßen werden, um PU-eigene Gefährdungsbeurteilungen auch anderen PUs einfach zur Verfügung stellen zu können).
11E10	**Lessons Learned bei Gefährdungsbeurteilungen weiter ausbauen** Neben der Festlegung des Umfangs der Gefährdungsbeurteilungen haben einzelne PUs bereits angefangen, für besondere Tätigkeiten (bspw. Arbeiten mit Trennschleifern) spezifische Gefährdungsbeurteilungen aufzubauen, um auf bekannte Gefahren und „Lessons Learned“ hinzuweisen. Es ist zu prüfen, ob die gesamte RR davon profitieren könnte, wenn derartige Kenntnisse im Rahmen eines strukturierten „Lessons Learned“-Prozesses beispielsweise über den OMC-Focal-Point an alle PUs verteilt werden würden. Sofern dies als sinnvoll erachtet wird, ist ein entsprechender Prozess zu implementieren.

6.12 Überprüfungen des Prüfmanagements für die internen Prüfungen im Hinblick auf die Festlegung des Prüfumfangs, der Prüffristen, der Einhaltung der Prüffristen und der Durchführung der Prüfungen sowie die Dokumentation und Berichterstattung der Prüfergebnisse.

Die nachfolgenden vier Abschnitte (6.12–6.15) beschäftigen sich mit dem großen und umfangreichen Thema der Instandhaltung in den Anlagen der Shell RR. Dieses Thema umfasst:

- die Prüfung der Anlagenteile zur Feststellung des physischen Zustandes (**Inspektion**), die aufgrund des Regelwerkes (Betriebssicherheits-Verordnung, Störfall-Verordnung, Druckbehälterverordnung usw.) teils intern (durch Shell oder deren Beauftragten) bzw. extern (durch externe Gutachter, zugelassene Überwachungsstellen (ZÜS) usw.) erfolgen müssen.
- die Maßnahmen zum Erhalt der Sicherheit und der Betriebsbereitschaft der Anlagenteile (**Wartung**) durch Shell bzw. deren beauftragte Partnerfirmen (Kontraktoren).
- die Maßnahmen zur Wiederherstellung der Sicherheit und Betriebsbereitschaft der Anlagenteile nach einem Ausfall (**Instandsetzung**).

Da die Instandhaltung ein wesentliches Mittel zur Reduktion von Leckage-Risiken und damit zur Vermeidung von Gefahrstofffreisetzungen ist, wurde auf die Prüfung der damit verbundenen Aktivitäten in der RR besonderes Gewicht gelegt.

6.12.1 Aktivitäten der Gutachter

Interne Prüfungen (Inspektionen) dienen (ebenso wie in zweiter Linie die externen Prüfungen) der Ermittlung des Zustandes der Anlagen und Rohrleitungen (z.B. durch Feststellung von korrodierten Stellen usw.) und der Ableitung des erforderlichen Instandhaltungsbedarfs (weitere Prüfungen und erforderliche Instandsetzungen) aus den Ergebnissen. Daher müssen die damit verbundenen internen Prüfungen durch interne Werks- und Verfahrensanweisungen klar beschrieben und geregelt sein. Im Rahmen der Prüfungen wurden daher alle zutreffenden Dokumente eingesehen. Dies sind u.a. für interne Prüfungen:

VA-1-006C	Risk Assessment Matrix (RAM)
VA-4-305B	Instandhaltungsausführung nach GAME[4] ME
VA-4-310A	Anlagenprüfung durch die Inspektion
VA-4-550B	Anlagenverfügbarkeit - Mitigate Threats to Availability (MTA)
VA-4-551	Anlagenverfügbarkeit RCM Prozess
VA-4-555	Anlagenverfügbarkeit - Bad Actor Elimination Prozess
WA-4-825A	Abwicklung von Inspektionsanforderungen (CAIR)
WA-4-829B	Verschiebung von Inspektions-Prüfterminen und Kat1 CAIRs
WA-4-830	Prüftermine an statischem Equipment und VAwS Bereichen nach GAME EI/ME
	Verschiedene Arbeitsanweisungen u.a. Wiederkehrende Prüfung von überwachungsbedürftigen Rohrleitungen im Geltungsbereich der BetrSichV und

[4] GAME = Global Asset Management Excellence

VAwS/WHG
Weitere mitgeltende Werks- und Verfahrensanweisungen

Diese Dokumente regeln die Bedarfsermittlung und die Durchführung der internen Prüfungen.

Die Durchführung der internen Prüfungen und die Einhaltung der oben genannten Vorgehensweisen wurden in zahlreichen Gesprächen mit den relevanten Funktionsträgern und diversen Vor-Ort-Begehungen (u.a. auch während eines Stillstands) geprüft.

6.12.2 Sachstand

Bedarfsermittlung - Interne Prüfungen

Die Instandhaltung in petrochemischen Anlagen ist vornehmlich geprägt durch jahrzehntelange Betriebserfahrungen mit den Anlagen. Dadurch haben sich Notwendigkeiten für die erforderlichen internen Prüfungen herauskristallisiert, deren stetige Umsetzung einen weitgehend reibungsfreien Betrieb der Anlagen sicherstellt. Darüber hinaus werden alle Instandhaltungsaktivitäten an die gesetzlichen Anforderungen angepasst. Ziel ist dabei „die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften, eine störungsfreie Anlagenverfügbarkeit (keine LOPCs - **L**oss **O**f **P**rimary **C**ontainment), die Optimierung der Anlagenwirtschaftlichkeit sowie die Prozesssicherheit“ (VA-4-310A, Abs. 1.0).
Dieses Ziel soll u.a. durch die durchgeführten Inspektionen erreicht werden, die der rechtzeitigen Erkennung von potenziellen Schäden dienen, d.h. Schäden und insbesondere LOPCs sollen bereits vor ihrer Entstehung verhindert werden. Es existieren verschiedene Arbeitsanweisungen, in denen z.B. die Prüfintervalle bzw. Prüffristen und Prüfpunkte (Anzahl der zu prüfenden Messstellen bei Rohrleitungen) für wiederkehrende Prüfungen an überwachungspflichtigen Rohrleitungen und Behältern nach Betriebssicherheits-Verordnung (siehe in diesem Zusammenhang ENI AA-03/100A) durch die RR-Inspektionsabteilungen (EN-I) in der Rheinland Raffinerie festgelegt werden. Neben den Arbeitsanweisungen, die den Prüfumfang im Rahmen der BetrSichV festlegen, existieren zusätzlich eine Reihe von Arbeitsanweisungen, die den Prüfumfang nach VAwS und WHG (Wasserhaushaltsgesetz) definieren (z.B. ENI-AA-03/094 Prüfung von oberirdischen anlagenverbindenden Rohrleitungen im Geltungsbereich der VAwS/WHG).

Aufgrund der technischen Veränderungen und der Änderungen des Produktionsumfeldes (z.B. Änderungen bei den eingesetzten Rohölsorten) muss auch mit Änderungen bei der zeitlichen Entwicklung der Schädigungsraten an den Anlagen gerechnet werden. Daher ist es nicht ausreichend, sich auf eine erfahrungsbasierte Inspektionsplanung zu verlassen. Vielmehr muss die Inspektionsplanung mit Hilfe geeigneter Methoden an geänderte Bedingungen angepasst und stetig fortgeschrieben werden.

Die Raffinerie Rheinland verwendet dazu zwei Methoden, die dem Stand der Technik entsprechen:

- die *zuverlässigkeitsbasierte Instandhaltung* (**R**eliability **C**entered **M**aintenance, **RCM**) und
- die ***R**isiko-**B**asierte **I**nspektion* (**RBI**, in einer von Shell entwickelten Form, **S-RBI** (Shell-RBI)).

Reliability Centered Maintenance (RCM)

Der von der RR praktizierte **RCM-Prozess** ist in VA-4-551A dokumentiert. Er hat als Ziel, dass „die Anlagenzuverlässigkeit und das Maintenance Budget in der RR langfristig unter Kontrolle bleiben“ (Abs. 1.0) und versteht sich als risikobasierte Strategie zur Anlageninstandhaltung. Insofern steht RCM als zweite risikobasierte Strategie neben S-RBI. Inwieweit dies zu Inkonsistenzen zwischen den beiden Vorgehensweisen führen kann, ist eine Frage, die im Rahmen dieser Untersuchungen zu klären ist.

Der RCM-Prozess wird auf alle Produktionsbereiche und deren Anlagenteile der RR angewendet und soll schlussendlich zu „zuverlässigen Anlagen“ führen. Nach VA-4-551A sind zuverlässige Anlagen „sichere Anlagen mit niedrigen Betriebskosten“ (Abs. 3.2.1). Auf den ersten Blick scheinen sich die Ziele der Sicherheit und der niedrigen Betriebskosten zu widersprechen. Würde aber durch die niedrigen Betriebskosten die Sicherheit (und damit die Zuverlässigkeit) leiden, so würde dies notwendigerweise auch zur Reduktion der Anlagenzuverlässigkeit und damit zu häufigeren Ausfällen und zu beträchtlichen Produktionsverlusten führen. Ziel von RCM ist aber gerade die Vermeidung von Anlagenausfällen und LOPCs.
Prozess-Owner der PU (Prozessverantwortlicher) des RCM-Prozesses sind die PU-Manager (Anlagenbetreiber), während die Anlageningenieure und die OMCs in den Prozess eingebunden sind, der seinerseits vom zuständigen Reliability-(Zuverlässigkeits)-Ingenieur gesteuert wird. Zusätzlich existiert ein site-verantwortlicher Process Owner (Mitglied des SLT, Engineering Manager).
Der Prozess besteht aus den Schritten der RCM-Analyse und der RCM-Implementierung. Die RCM-Analyse erfolgt risikobasiert, d.h. alle Equipments (Bauteile) werden mit Hilfe der Risk-Assessment-Matrix (RAM; siehe VA-1-0006C) im Hinblick auf ihre Ausfallhäufigkeit („Wahrscheinlichkeit“) und den beim Ausfall entstehenden Schaden bewertet, wobei das Risiko durch

Risiko = Schaden x Häufigkeit

gegeben ist. In Abbildung 6 (siehe Kapitel 6.9 und 6.10) ist eine beispielhafte Risikomatrix dargestellt, wie sie auch in ähnlicher Form bei Shell Anwendung findet.

Im Bereich hohen Risikos (rot, Kategorien H (Hoch) und E (Extrem)) sind Schaden und Häufigkeit am höchsten. Das Risiko sinkt über den Bereich mittelhohen (MH) Risikos (orange), den Bereich mittleren (M) Risikos (gelb) bis zum Bereich niedrigen (L) Risikos (hellgrün, L) und dem vernachlässigbaren (N) Risiko (dunkelgrün, N). Jedem Risikobereich sind adäquate Aktionen zur Risikominderung zugeordnet.
In der RCM-Analyse geht es im Wesentlichen um die Identifizierung und die Detailanalyse sog. *kritischer Equipments*, d.h. solcher Bauteile, die bei einer gegebenen Ausfallhäufigkeit zu so hohen Auswirkungen führen können, dass das Risiko im roten, orangen oder gelben Bereich liegt. Als Auswirkungstypen werden dabei Personenschäden, Anlagenschäden, Umweltschäden oder Auswirkungen auf die Reputation betrachtet. Diese Kategorien entsprechen der gängigen Praxis in der Industrie.
In die Analyse eingeschlossen sind alle Equipmenttypen (statisches Equipment (Behälter, Rohrleitungen usw.), rotierendes Equipment (Pumpen, Kompressoren, Turbinen usw.), beheiztes Equipment (Öfen usw.), EMSR-Equipment usw.). Die Identifikation kritischer Equipments erfolgt in einem sog. „Threat Identification“-Workshop, in dem eine Liste aller kritischen Equipments erstellt wird. Diese

Liste wird im sog. RCM-Living-Programm ständig ergänzt und alle 5 Jahre durch das Anlagenteam überprüft und ggf. geändert.
In der RCM-Detailanalyse werden die Details zur Funktion der betrachteten kritischen Anlagenteile (z.B. Betriebsbedingungen und Betriebszeiten, Störungen) zusammengestellt und bewertet und ggf. erforderliche Maßnahmen zur Minderung des Risikos festgelegt (z.B. Funktionstests, Zustandsüberwachung, Austausch oder Wartungsmaßnahmen, ggf. auch Designänderung). Alle Maßnahmen werden über den sog. Maintenance Efficiency Index (MEI) bewertet, der die Differenz zwischen dem Schaden ohne und mit Maßnahmen zu den Kosten für die Maßnahmen (jeweils pro Jahr) in Relation setzt. Maßnahmen werden nur umgesetzt, wenn der MEI > 8 ist. Es ist festzuhalten, dass diese Vorgehensweise nur auf die monetarisierbaren Auswirkungen von Schadensereignissen anwendbar ist, d.h. bei solchen Auswirkungen, bei denen der Schaden als Geldwert angegeben werden kann.
Dies ist jedoch bei Personenschäden (z.B. irreversiblen Gesundheitsschäden oder Todesfolgen) nicht der Fall.
RCM (Reliability Centered Maintenance) wird mit dem Ziel durchgeführt, zuverlässigere und sicherere Anlagen zu erhalten. Werden allerdings Risiken für Personen im Rahmen der Analyse aufgedeckt, so wird auf die parallel verlaufenden Gefahrenanalysen verwiesen. Da allerdings RCM für alle Anlagenteile und Gefahrenanalysen (ROGA) nur für diejenigen Anlagenteile die der Störfallverordnung unterliegen durchgeführt werden, ergeben sich Risiken, die methodisch durch den vorgenannten Prozess nicht abgedeckt sind (siehe Kapitel 6.1).

Im Rahmen des Reliability Management Frameworks erhält die Zuverlässigkeit der Anlagen zusätzlich einen besonderen Fokus durch das Modul „Mitigate threats to availability“ (MTA) (siehe VA-4-550B). Der MTA-Prozess wird durch eine Datenbank unterstützt, in der alle Bedrohungen für die Verfügbarkeit der Anlagen dokumentiert werden. Für die Bewertung der Bedrohungen in der einzelnen Anlage wird auf die sog. Bad-Actor-Liste aus der Anlage und die Verfügbarkeitsdaten der einzelnen Anlage zurückgegriffen (Details siehe VA-4-550B), d.h. in diesem Schritt werden die vorliegenden Daten über Equipment-Ausfälle in den einzelnen Anlagen berücksichtigt. Auch in den speziellen MTA-Analysen erfolgt die Bewertung im Anschluss an die Analyse (Bestimmung der Ursachen) mit der zuvor schon beschriebenen RAM.
Die MTA-Workshops haben den Blick auf die Funktion des Anlagenteils und sind eher ganzheitlich zu betrachten. Es werden mögliche Margenverluste und Instandsetzungskosten berücksichtigt, die dann in einen MTA-Gesamtergebnis zusammengefasst werden. Dieses Gesamtergebnis geht in den Asset-Masterplan ein, nach dem in den Betrieben das Budget verteilt wird.

Die insgesamt in den zuverlässigkeitsorientierten Verfahren (RCM und MTA) festgelegten Maßnahmen werden in den entsprechenden Prozessen realisiert (siehe unten). Die RCM-Analyse wird in gleicher Weise mit den gleichen Entscheidungskriterien auch für nicht-kritische Equipments umgesetzt. Aus dem RCM-Prozess werden ganz unterschiedliche Maßnahmen abgeleitet: dazu gehören neben den internen Inspektionen auch Wartungsmaßnahmen oder der (regelmäßige oder laufzeitbasierte) Austausch von Equipments usw. Diese Maßnahmen werden nach entsprechender Qualitätskontrolle und Zuweisung der Umsetzungsverantwortung in die entsprechende Software eingestellt (z.B. GSAP), mit deren Hilfe die jeweilige Maßnahme in der Umsetzung abgewickelt wird. Insofern gelten die hier dargestellten Abläufe auch für die nachfolgenden Abschnitte 6.13 bis 6.15.

Risikobasierte Inspektion

Die Risikobasierte Inspektion (RBI) geht auf API RP 580/581 zurück. Diese Methode wurde von Shell modifiziert (S-RBI=Shell-Risk Based Inspection) und versteht sich als Vorgehensweise, um die mit einzelnen Equipments verbundenen Risiken für Personen, Wirtschaftlichkeit und Umwelt zu minimieren. Während im API 580/581 die Schadenswahrscheinlichkeit aus der Ausfallhäufigkeit abgeleitet wird, wird beim S-RBI die Schadenswahrscheinlichkeit aus der Korrosionsgeschwindigkeit, gemessen durch die Korrosionsrate, abgeleitet.

Der grundsätzliche Absicht von S-RBI ist es, basierend auf der jeweiligen Risikobewertung einen Inspektionsplan für das jeweilig betrachtete Equipment (Apparate, Rohrleitungen,...) zu erstellen. Im Inspektionsplan werden im Wesentlichen

- das Inspektionsintervall (und damit der nächsten Inspektionstermin),
- die Inspektionsart bzw. Inspektionstechnik (z.B. Innere Untersuchung, Wanddickenmessungen, Ultraschall-Rissprüfungen, Oberflächen-Rissprüfungen usw.),
- den Inspektionsumfang (z.B. Anzahl der Wanddickenmesspunkte usw.) sowie ggfs.
- die schwerpunktmäßig zu prüfenden Örtlichkeiten oder Bauteile (wie z.B. Wanddickenmessung am Wassersack, Rissprüfung an bestimmten Schweißnähten usw.)

festgelegt.

Die Risikoeinteilung von S-RBI ergibt sich aus der Wahrscheinlichkeitseinstufung und der Klassifizierung des anzunehmenden Schadensausmaßes. Mit beiden Information erhält man mittels der Risikomatrix die Risiko-Einstufung.

Die Wahrscheinlichkeitseinstufung erfolgt dabei in S-RBI aus der „Schadensgeschwindigkeit“ und damit der Korrosionsgeschwindigkeit (letztlich der Korrosionsrate).

In der Bewertung des Schadensausmaßes werden potenziellen Schäden hinsichtlich „Personenschäden“, „betriebswirtschaftliche Schäden“ und „Umweltschäden“ bewertet. Diese Schadensarten werden ebenfalls in Kategorien in Abhängigkeit des anzunehmenden Ausmaßes eingeteilt. *Maßgeblich für die Risikobewertung ist die höchste Schadenskategorie aller drei Schadensarten.* Insgesamt werden alle Equipments in die genannten Kategorien eingruppiert und finden sich dann in einem der Quadranten der Risikomatrix wieder.

Zur Untersuchung einer Anlage mittels S-RBI wird diese zunächst in „Korrosionskreise“ (KK) gegliedert, d.h. in Bereiche, in denen gleiche Schädigungsarten mit den gleichen Schädigungsmechanismen vorliegen. Für diese KK werden die Betriebsparameter und die Werkstoffe zusammengestellt. Die Risikobewertung wird mit Hilfe einer Excel-Tabelle durchgeführt, in der die Korrosionsraten für die jeweils relevanten zeitabhängigen Korrosionsmechanismen aus den in den Stillständen ermittelten, empirischen Daten bestimmt werden. In der Excel-Tabelle besteht zudem die Möglichkeit das Korrosionsrisiko für nicht zeitabhängige Schadensmechanismen (z.B. thermische Ermüdung, Virbation, etc.) zu bewerten und entsprechende Maßnahmen daraus abzuleiten. Auf Grundlage der Korrosionsratenbestimmung wird eine Lebensdauerabschätzung durchgeführt, in der z.B. aus der aktuellen Wandstärke eines Druckbehälters und der Korrosionsrate errechnet wird, wann die Mindestwandstärke des Behälters erreicht ist, d.h. die Lebensdauer des Equipments wird nicht aus historischen Ausfalldaten sondern mit Hilfe der ermittelten Korrosionsraten abgeleitet.

Im weiteren Ablauf wird darüber hinaus der sogenannte „Vertrauensbereich“ festgelegt. Die Einstufung in den Vertrauensbereich reflektiert das Vertrauen, das der Inspektor und der Korrosionsingenieur in die Bewertung der Störanfälligkeit sowie in die Restlebensdauer (RL) für zeitabhängige Schädigungen setzen. Mit dem Ergebnis aus der Vertrauensbereich–Festlegung und der Risiko-Einstufung wird der sogenannte Intervallfaktor (IF) bestimmt. Das Inspektionsintervall berechnet sich dann aus IF und RL, d.h. für Equipments, die ein hohe Korrosionsrisiko besitzen und das „Vertrauen“ in die vorhandenen Informationen niedrig ist, werden tendenziell kürzere Inspektionsintervalle festgesetzt als bei Equipments, die ein niedriges Korrosionspotential haben und zudem über eine umfassende Datenbasis („hohes Vertrauen“) verfügen. Mit dem so berechneten Inspektionsintervall wird ausgehend von der letzten durchgeführten Inspektion der nächste Inspektionstermin bestimmt bzw. Sonderaktionen definiert.

In der Praxis werden in der Regel alle 5 Jahre S-RBI-Workshops in den Anlagen durchgeführt, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass sich Equipments und Bedingungen geändert haben könnten und um das Wissen aus dem letzten Anlagenstillstand einfließen zu lassen, sodass ein regelmäßiges Update stattfindet. Die S-RBI-Workshops werden von qualifizierten Korrosionsingenieuren der RR moderiert und dokumentiert. Neben Betriebsmitarbeitern sind dabei der zuständige Inspektor und der Technologe involviert.

S-RBI ist ein Teil des Risk & Reliability Managements (RRM), das im Rahmen des „Integrity Managements“ bei Shell Grundlage der Instandhaltung ist. Details sind im RRM-Manual dokumentiert.

Das bei Shell praktizierte S-RBI-Verfahren geht davon aus, dass die Korrosionsraten im Wesentlichen im betrachteten Inspektionsintervall konstant sind. Dies ist insbesondere in Anlagen mit regelmäßig wechselnden Feeds (Rohölsorten) mit ganz unterschiedlichen korrosiven Verhalten im Allgemeinen nicht der Fall. Um einen zusätzlichen Inspektionsbedarf aufgrund von veränderten Betriebsverhältnissen (erhöhte Korrosion) rechtzeitig erkennen zu können, werden am Prozesseingang (Rohöl-Destillationen) die Prozessparameter (teilweise online) überwacht (z.B. bei Änderung der Rohöl-Sorte; Vergleich mit den Operating Windows für Design, Integrity usw.) und die Korrosionsraten im Rahmen eines Rechenmodells angepasst.

Eine Beschreibung der oben dargestellten S-RBI Methodik ist vorhanden und wurde im Rahmen der Überprüfung eingesehen, diese ist jedoch nicht Bestandteil eines offiziellen Dokuments (z.B. Verfahrensanweisung), in dem beschrieben ist, wie S-RBI in das Sicherheitsmanagementsystem der RR eingebunden und lokal umgesetzt wird.

Die Ergebnisse der S-RBI-Bewertung werden alle fünf Jahre einem Review unterzogen (gekoppelt an den nächsten Stillstand) d.h. bei den nicht kontinuierlich überwachten Anlagenteilen gehen die zuletzt gemessenen Korrosionsraten zum Bewertungszeitpunkt auf den letzten Stillstand zurück.
Ein wesentlicher Aspekt der Shell-IH-Strategie ist es, dass die S-RBI-Bewertung nur für Druckbehälter und in Zukunft auch in zunehmendem Umfang für Rohrleitungen durchgeführt wird bzw. werden soll (d.h. für statische Ausrüstung), während die RCM-Bewertung für alle Equipments durchgeführt wird. Zumindest bei den Druckbehältern stehen die beiden Verfahren RCM und S-RBI in „Konkurrenz“, d.h. es ist grundsätzlich denkbar, dass beide Verfahren zu unterschiedlichen Inspektionsanforderungen

führen. In diesem Fall verwendet Shell die jeweils höheren Anforderungen, die damit beiden Verfahren gerecht werden.

Methodisch bleibt festzuhalten, dass RCM und S-RBI die gleiche Zielrichtung haben und weitgehend parallel arbeiten. Allerdings ist S-RBI stärker an den tatsächlich ermittelten Korrosionsraten orientiert, während RCM von typischen Lebensdauern (MTTF, Mean Time to Failure) ausgeht.

Weiterhin ist RBI in der bei Shell praktizierten Form gegenwärtig auf Druckbehälter beschränkt (in Zukunft werden auch Rohrleitungen einbezogen), während RCM auf alle Equipments in gleicher Weise angewendet wird. Da RCM bei Shell als risikobasierte Methode praktiziert wird, stellt sich daher die Frage, ob die Anwendung von S-RBI überhaupt erforderlich ist. Nachteilige Auswirkungen ergeben sich aus dem parallelen Einsatz der beiden Methoden jedoch nicht.

Praktische Durchführung der internen Prüfungen

Im Rahmen der Ermittlung des internen Prüfungsbedarfs mit den zuvor beschriebenen Verfahren (RCM, MTA, S-RBI) werden Maßnahmen festgelegt, die in die verschiedenen Datenbanken eingestellt werden.

Shell verwendet seit 2009 eine eigene (in den USA von Shell entwickelte) Software für das Inspektionsdaten-Management (IDMS = Inspection Data Management System), das über eine Schnittstelle zu GSAP verfügt. Damit können u.a. Inspektionsterminpläne unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben aufgebaut und in der Durchführung dokumentiert werden. Inspektionen werden entweder während des Turnarounds (alle fünf Jahre) (das gilt für die Mehrzahl der Inspektionen) oder falls nötig und möglich während des normalen Betriebes (OSI-On Stream Inspection) durchgeführt.

Die Vorgehensweisen bei der RR orientieren sich vornehmlich an der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), d.h. sie haben insbesondere den Arbeitsschutz im Fokus, so müssen z.B. die internen Inspektoren befähigte Personen nach der BetrSichV sein.

Federführend bei der Durchführung der internen Prüfungen ist EN-I (Engineering Inspektion & Integrität). Das Team der Inspektoren besteht aus neun Senior-Inspektoren, die jeweils 1 bis max. 2 PUs zugeordnet sind. Im August 2014 wurde die Inspektionsabteilung umorganisiert und besteht seitdem aus vier Bereichen:

- Wiederkehrende und Sonderinspektionen
- Projektbetreuung, Korrosion unter Isolierungen (Corrosion-under-Isolation) und Qualitätsüberwachung
- Anlagenintegrität und Korrosionsüberwachung
- Administration Inspektionsmanagementsystem und Dokumentation.

Mit Hilfe von RCM werden zunächst APLs (Arbeitspläne) und WPLs (Wartungspläne) generiert, um die vorgegebenen Zielgrößen für die Verfügbarkeit (UPDT = unplanned downtime in Relation zur PDT = planned downtime) erreichen zu können. Aufgrund der über die Zeit gesammelten Daten zu einzelnen Equipments kann ermittelt werden, ob es sich dabei um ein kritisches Equipment (Bad Actor) für

die Verfügbarkeit handelt. Verweisen die Daten darauf, dass sich ein Equipment zum Bad Actor entwickelt, so werden die Maßnahmen im Rahmen einer MTA-Bewertung entsprechend verändert (z.B. durch eine zusätzliche interne Inspektion oder eine andere Maßnahme). Der RCM-Prozess ist ein „Living Program", d.h. die Anpassung kann stets erfolgen und ist nicht an bestimmte Abläufe gebunden.
Es ist offensichtlich, dass mit RCM vornehmlich solche Equipments in den Fokus kommen, die für die Verfügbarkeit von Bedeutung sind. Dies ist z.B. bei Slops-Leitungen vordergründig nicht der Fall, denn die Möglichkeit der Stilllegung einer Anlage aufgrund von Vorkommnissen und ein dadurch entstehender Schaden hatte Shell vor den Ereignissen nicht im Blick. Inzwischen wird diese Möglichkeit jedoch in die Bewertung mit einbezogen, d.h. alle Rohrleitungen werden entsprechend gruppiert und gemäß ihrem Gefahrenpotential eingeordnet.

Die Konformität der Instandhaltungsaktivitäten (insbesondere der Inspektionen) mit dem aktuell gültigen technischen Regelwerk (TRW) wird zukünftig durch einen speziellen Auftrag an den TÜV Rheinland sichergestellt, der Shell mit einem jährlichen Update des aktuellen TRW versorgen soll. Bei Shell in Hamburg existiert zudem eine Stabsstelle (TSW = „technische Standards - Werke"), die diese Aufgabe hat. Diese Stelle sei allerdings „proportional geschrumpft" worden, d.h. es gibt bei Shell Deutschland derzeit nur noch wenige Mitarbeiter, die die Änderungen der gesetzlichen Vorgaben im Blick haben und an die Bedarfsträger pauschal und ohne Detailinformationen kommunizieren.

Ein Beispiel hierfür war die Änderung der VAwS. Diese war zwar erkannt worden, jedoch war § 12 Abs. 4 VAwS so ausgelegt worden, dass die Anforderungen der VAwS und des Wasserhaushaltsgesetzes mit den Prüfungen nach Betriebssicherheitsverordnung berücksichtigt sind. Die Prüfpflichten wurden daher nicht in vollem Umfang erfüllt. Hierauf hatte auch der TÜV Rheinland, der mit der Prüfung beauftragt war, nicht hingewiesen. Bei der im Anschluss an die Ereignisse durchgeführten Überprüfung der Slops-Leitung wurden im Übrigen weitere kritische Punkte gefunden (erhöhter Instandhaltungsbedarf). Die Prüfung dieser Leitungen wird regelmäßig wiederholt und durch Sonderprüfungen ergänzt.

Auffällig ist die massive Erhöhung der Zahl der Prüfpunkte (d.h. der Messpunkte am jeweiligen Equipment) in den letzten beiden Jahren. Dies lässt darauf schließen, dass die Bedarfsermittlung durch Shell zwar im Hinblick auf die Länge der zeitlichen Intervalle zwischen Prüfungen zutreffend war, dass aber die Anzahl der Prüfpunkte unzureichend war, um den Schädigungszustand des jeweiligen Equipments zu ermitteln. In der Tat hat Shell kein Verfahren vorgelegt, durch das für ein gegebenes Equipment (z.B. einen Behälter oder eine Rohrleitung) die Zahl der Prüfpunkte festgelegt wird. Mit Hilfe geeigneter statistischer Methoden kann nachgewiesen werden, dass Anzahl und Lokalisierung der ausgewählten Prüfpunkte zu statistisch validen Aussagen über den Schädigungszustand von Equipments und Rohrleitungen führt („statistische Prüfplanung"; siehe z.B. H. Bandemer, A. Bellmann, Statistische Versuchsplanung, Teubner, Stuttgart, 1994). Mit diesen Methoden kann somit untersucht werden, ob die derzeitige Anzahl an Prüfpunkten ausreichend ist (oder ggf. auch über den nötigen Umfang hinausgeht und damit unnötige Kosten verursacht).

Generell wird der gesamte Inspektionsumfang am Standort alle drei Jahre einem Review durch Shell International unterzogen (Compliance mit den globalen Shell-Vorgaben), wobei die genannten Schwachpunkte nicht identifiziert wurden.

Falls z.B. bei der S-RBI-Bewertung ein spezieller Inspektionsbedarf festgestellt wird, wird eine sog. CAIR-Anforderung ausgelöst (**C**orrective **A**ction **I**nspection **R**equest) und damit eine Sonderprüfung veranlasst und in IDMS eingetragen (IDMS verfügt über Schnittstellen zu GSAP). CAIR-Anforderungen werden in die Kategorien 1 bis 3 eingeordnet, die sich durch unterschiedliche Forderungen an die Dringlichkeit der Umsetzung unterscheiden (Kategorie 1 hat die höchste Priorität; bei ihnen sind terminliche Änderungen nur nach Absprache mit der Behörde bzw. ZÜS zulässig).

Generell sind *Verschiebungen von Inspektionen* normalerweise nicht möglich. Der Anteil von Verschiebungen liegt daher deutlich unter 1 % (ohne die üblichen Verschiebungen im Turnaround). Verschiebungen sind über die WA-4-829 geregelt und erfordern einen beträchtlichen Verwaltungsaufwand (was schon allein deshalb vermieden wird). Ggf. wird bei Verschiebungen neben der Zustimmung des verantwortlichen Managements auch die Zustimmung des Raffineriedirektors verlangt.

Als Mitarbeiter der Inspektion ist der Senior-Inspektor für die Initiierung und die Durchführung aller gesetzlich erforderlichen Inspektionsarbeiten an überwachungspflichtigem Equipment mit Festlegung der Prüftermine und deren Überwachung verantwortlich. Das PLT (Produktion Leadership Team), in dem er Mitglied ist, hat den Auftrag eine nachhaltige wirtschaftliches Maximierung des Durchsatzes innerhalb des Operating Windows zu erreichen.

In den vergangenen Jahren wurde bei Shell diskutiert, die für die gesetzlich erforderlichen Inspektionen eingesetzte Sachverständigenorganisation mindestens alle 5 Jahre zu wechseln. Da aber qualitativ gute Sachverständige relativ selten sind, hat man die Kontinuität mit dem TÜV Rheinland mit Gefahr einer „Monokultur“ gewählt. Allerdings plant Shell, im nächsten Jahr den Sachverständigenvertrag für den Inspektionsbereich neu auszuschreiben und die Ausschreibung zumindest an mehrere Sachverständigenorganisationen zu geben.

Insgesamt sind die CAIR-Meldungen ein Maß für die zusätzlich zum gesetzlich geforderten Umfang für nötig gehaltenen zusätzlichen Inspektions- bzw. Instandhaltungsaufwendungen. Die Gesamtzahl der CAIR-Meldungen blieb seit dem Jahr des Beginns der CAIR-basierten Vorgehensweise (Einführungsjahr 2008) zunächst mit einer gewissen Schwankungsbreite relativ konstant. Insbesondere im Jahr 2014 hat es gegenüber den Vorjahren einen massiven Anstieg an CAIR Meldungen gegeben. Dies führt Shell auf die beiden großen Stillstände im Jahr 2014 zurück. Zudem gibt es die bereits angesprochene neue Inspektionsanweisung für Rohrleitungen, die generell mehr Prüfpunkte und damit einen zusätzlich höheren Aufwand verlangt.

Die Dokumentation von LOPCs erfolgt in FIM (Ereignisdatenbank). In einem monatlichen Treffen des LOPC-Teams (dieses Team gibt es seit ca. 5 Jahren) werden alle LOPCs klassifiziert und in einem „4-Pager“ dokumentiert, der an alle Beteiligten geht (Produktion, EN-I, Technologie usw.).
Zusätzlich erfolgt eine EN-I interne Auswertung, in der u.a. zwischen Außen- und Innenkorrosion differenziert wird. Die Ergebnisse dieser Auswertung werden in Schulungen zur Sensibilisierung der

Inspektoren für relevante Problemstellungen verwendet. Zudem erfolgt ein Vergleich mit anderen, internationalen Shell-Standorten.
EN-I bringt die so gewonnenen Informationen in das LOPC-Reduction-Team ein. Dort werden LOPC verhindernde Maßnahmen entwickelt, die auch in der Montagsrunde und am Safety Day vorgestellt werden und z.B. auch zu zusätzlichen Anlagenrundgängen führen können.
Schließlich werden alle LOPCs im IDMS dokumentiert und genutzt, um Inspektionen - falls erforderlich - anzupassen. Alle LOPCs, bei denen Korrosion eine wesentliche Rolle spielt, werden im CCD (Corrosion Control Document) dokumentiert und in einem S-RBI-Workshop durchgesprochen (dieser Workshop findet mindestens 1 ½ Jahre **vor** dem nächsten Stillstand statt, um dafür geeignete Maßnahmen (Inspektionsumfang und Prüfumfang) einplanen zu können.

Die beiden von Shell eingesetzten Verfahren zur Bestimmung des internen Inspektionsbedarfs haben das Risiko im Fokus und dienen dazu Inspektionsmaßnahmen dort abzuleiten, wo die Risiken für Personen, Umwelt und die Anlagenverfügbarkeit hoch sind. Dies war bei den öffentlich bekannt gewordenen Slop-Leckagen nicht der Fall. Die Slop-Leitungen standen weder bei RCM noch bei S-RBI durch hohes Risiko im Fokus. Sie sind allerdings im Hinblick auf Umweltauswirkungen durchaus von Bedeutung. Da dieser Aspekt von der VAwS abgedeckt ist und die Änderung der VAwS in der RR anders ausgelegt wurde, wurden notwendige Inspektionsmaßnahmen zum gegebenen Zeitpunkt mit den bekannten Folgen bei den Slop-Leitungen nicht durchgeführt. Diese Schwachstelle wurde allerdings zwischenzeitlich durch das „Rohrleitungs-Programm Rheinland (RPR)“ aufgegriffen und beseitigt.

Im Rahmen der Aktivitäten zum Thema „Inspektion von Rohrleitungen“ (u.a. RPR) hat Shell im Nachgang zur Kerosinleckage (Februar 2012) in der Nordtrasse (Leitung 7) verschiedene Aktivitäten auf den Weg gebracht. Zunächst wurden alle Leitungen der Nordtrasse inspiziert (intelligent gemolcht). Dabei wurden kaum Schäden festgestellt (insbesondere kein Schaden, der mit dem an Leitung 7 gefundenen Schaden vergleichbar gewesen wäre). Dieser Schaden wird auf die Störung des KKS-Schutzsystems (Kathodischer Korrosionsschutz) von Leitung 7 durch das Schutzsysteme LKS (Lokaler Kathodischer Korrosionsschutz) einer kreuzenden Trinkwasserleitung zurückgeführt.

Im Nachgang wurden gemeinsam mit dem TÜV Rheinland Verbesserungen am KKS und LKS vorgenommen. Insgesamt wurde festgestellt, dass die Restlebensdauern aller Leitungen der Nordtrasse für einen störungsfreien Betrieb von mindestens 10 Jahren ausreichen. Die nächste Lebensdauerabschätzung ist in 5 Jahren vorgesehen.

Weiterhin wurde eine grundlegende Erneuerung der Nordtrasse (Verbindung der RRS zur Tankfarm Bau 311 (MMP39) südlich von RRS) und des Rohölrings (Verbindung zwischen den Tanks der Tankfarm Bau 311 südwestlich von RRS) auf den Weg gebracht. Die beiden Projekte Rohölring und Nordtrasse werden als Einzelprojekte getrennt umgesetzt. Die Leitungsführung der Nordtrasse verläuft weitgehend auf Shell-Gelände. Lediglich im Zwischenbereich gibt es ein kurzes Stück, auf dem öffentliches Gelände gekreuzt wird. Die Leitungsführung für den Rohölring und die Nordtrasse soll weitgehend oberirdisch erfolgen, um eine einfachere Überwachung zu ermöglichen.

Neben der Nordtrasse gibt es noch eine Verbindung zwischen RRS und Bau 311 (MMP39), die als Südtrasse bezeichnet wird und westlich verläuft. Kreuzende Leitungen in der Südtrasse sind nach Aussage von Shell nicht bekannt. Auch die Leitungen der Südtrasse sind kathodisch geschützt und einwandig (ohne Leckage-Überwachungssystem). Bei der Südtrasse gibt es keine Überbauung.

Zunächst soll der Rohölring bis Ende 2015 fertiggestellt werden (der Genehmigungsantrag wurde im Oktober 2014 gestellt). Die Planung der Nordtrasse sieht die Fertigstellung bis Mitte 2018 vor.

6.12.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Shell umfangreiche interne Inspektionsmaßnahmen durchführt, die in den meisten Bereichen über das hinausgehen, was durch gesetzliche Vorgaben verlangt wird.

Shell verwendet mit RCM und S-RBI zwei Verfahren, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen und im Hinblick auf Systematik und Zielerreichung den bei anderen Betreibern üblichen Umfang deutlich übersteigen. *Die RR hat also durch den Einsatz der genannten beiden Methoden einen methodisch korrekten Weg eingeschlagen, um für Anlagen zu sorgen, die bei optimalen Kosten sicher und zuverlässig betrieben werden können.* Mit diesen Verfahren kann der über den gesetzlich verlangten Prüfumfang hinausgehende Umfang interner Prüfungen bestimmt werden. Das Entscheidungskriterium (MEI), ob diese Maßnahmen auch durchgeführt werden, ist geprägt von wirtschaftlichen Anforderungen, die die Anlagenverfügbarkeit in den Mittelpunkt stellen. Da die Verfügbarkeit mit den Ausfallhäufigkeiten der Equipments direkt verknüpft ist, wird durch diesen Ansatz zugleich aber auch die Häufigkeit von LOPCs minimiert. Die Entscheidungskriterien sind in der VA nicht transparent dargestellt. Auch die Begründung dieser Kriterien konnte im direkten Gespräch mit Shell nicht nachvollziehbar dargestellt werden.

RCM arbeitet mit angepassten Mittelwerten für die MTTF (Mean Time To Failure) und die anderen Ausfalldaten. Wenn solche Daten aufgrund der niedrigen Ausfallhäufigkeiten nicht vorliegen, müssen sie vom Team geschätzt werden. Solche Schätzungen sind naturgemäß mit großen Unsicherheiten behaftet. Dadurch können seltene Ereignisse mit großem Schadenspotenzial wesentlich unterschätzt werden. Gerade solche Ereignisse (die z.B. in 50 Jahren im Durchschnitt nur einmal vorkommen) können aber einen wesentlichen Beitrag zum Gesamtrisiko haben.

Gerade RBI sollte zur Erkennung solcher Risiken einen wesentlichen Beitrag liefern. Die von Shell praktizierte Form „S-RBI“ rekurriert jedoch nur auf die für das jeweilige Equipment in den Stillständen (in einigen Fällen aber auch kontinuierlich) gemessenen Schädigungsdaten (Korrosionsraten). Teilweise liegen aber aus den vergangenen Stillständen nur sehr wenige Messpunkte vor, aus denen sich die Restlebensdauer des Equipments mit zuverlässiger statistischer Sicherheit nicht bestimmen lässt. Hier sollten verfügbare Daten aus der petrochemischen Industrie herangezogen werden, um die Methode auch dann anwenden zu können, wenn eigene Daten nicht oder nur im geringen Umfang vorliegen.

In der praktischen Durchführung der internen Prüfungen hat es in den vergangenen Jahren wesentliche Änderungen gegeben: dies gilt insbesondere für das neue Prüfmanagement bei den Rohrleitungen. Das Prüfmanagement wurde vor ca. 2 Jahren mit einer Sachverständigenorganisation im Rahmen der Anpassung von Arbeitsanweisungen verändert. Das hat zu angepassten Prüfumfängen und letztendlich zu mehr Prüfungen geführt, da mehr Inspektionspunkte festgelegt wurden. Durch diese Änderungen bedingt ist auch die erhöhte Zahl an CAIR-Meldungen und eine erhöhte Arbeitsbelastung bei den Mitarbeitern, die durch eine Erhöhung des Personalstandes teilweise aufgefangen wur-

de. Das für die internen Prüfungen verantwortliche Personal arbeitet dennoch an der Grenze der Belastbarkeit.

Gegenwärtig führen die beiden Methoden (Prozesse) zur Bedarfsermittlung, RCM und S-RBI, ein gewisses „Eigenleben", da sie in unterschiedlichen Verantwortungsbereichen durchgeführt werden. Wünschenswert wäre eine bessere Abstimmung der beiden Vorgehensweisen aufeinander. Dies wird bereits durch Peer-Reviews, die durch multidisziplinäre Teams durchgeführt werden, einmal pro Jahr versucht, sollte nach Ansicht der Gutachter aber noch deutlich verstärkt werden.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Empfehlungen für diesen Arbeitspunkt aufgeführt.

Tabelle 16: Empfehlungen zu den Internen Prüfungen

Empfehlungen zum Arbeitspunkt „Interne Prüfungen"	
12E1	**RCM-Entscheidungskriterien (EK) für interne Prüfmaßnahmen prüfen** Das Entscheidungskriterium für die Durchführungen von internen Prüfmaßnahmen basiert auf dem Maintenance Efficiency Index, der die Nichtverfügbarkeitskosten und die Verfügbarkeitskosten in Relation stellt. Damit geht das RCM Entscheidungskriterium auf die monetären Folgen eines Anlagenausfalls ein, berücksichtigt aber keine sicherheitstechnischen Konsequenzen. In der Folge ist nachzuweisen, dass die nach diesem Entscheidungskriterium verfügbarkeitsoptimierte Anlage auch dem Ziel der RCM aus der VA-4-551A entspricht und damit auch eine *sichere* Anlage mit niedrigeren Betriebskosten ist (Absatz 3.2.1 der VA). Sofern die Aspekte der Sicherheitstechnik in den Gefahrenanalysen berücksichtigt werden sollen, ist der RCM Prozess und die Gefahrenanalyse zu verbinden.
12E2	**Implementierung von S-RBI in RR vorantreiben** Das bei Shell praktizierte S-RBI basiert auf den gemessenen und berechneten Korrosionsraten und einer darauf aufbauenden Risikoeinstufung. Das Ergebnis von S-RBI kann daher als zusätzliche Entscheidungsgrundlage für die Anpassung von Inspektionsintervallen genutzt werden. Eine lokale, offiziell freigegebene Anweisung für die Umsetzung von S-RBI in RR existiert allerdings noch nicht. Es wird empfohlen S-RBI als wichtigen Baustein des technischen Sicherheitsmanagementsystems offiziell in die Sicherheitsmanagementsystem-Prozesse der RR einzubinden und damit die Transparenz der Methodik zu verbessern (u.a. klare Beschreibung der Randbedingungen und Annahmen).
12E3	**Konsistente Anwendung von S-RBI sicherstellen** Die Ergebnisse von S-RBI hängen in hohem Maße von den S-RBI Workshops und der Teamzusammensetzung ab. Die RR stellt über einen Qualifizierungsprozess für Korrosionsingenieure sicher, dass die Methodik bei allen Studien einheitlich angewendet wird. Durch einen starken und kontinuierlichen Austausch zwischen den S-RBI Workshop-Leitern sollte sichergestellt werden, dass die Interpretation und Auslegung von Randbedingungen, Datengrundlagen, Risikoeinstufungen und Korrosionsmechanismen, etc. möglichst einheitlich geschieht.
12E4	**Verknüpfung von RCM und S-RBI herstellen** RCM und S-RBI sind jeweils eigenständige Methoden zur Bedarfsermittlung, die im gewissen Umfang durchaus auch konkurrierend nebeneinander laufen. Es wird empfohlen, die beiden Vorgehensweisen stärker aufeinander abzustimmen, zumal sie letztlich beide risikoorientierte Methoden sind. Es sollte überlegt werden, die beiden Methoden zusammenzuführen und damit eine einheitliche Vorgehensweise zur Bedarfsermittlung für alle Instandhaltungsmaßnahmen (Inspektionen, Wartungsmaßnahmen, Ersatzteilhaltung usw.) zu entwickeln. Dabei sind neben der Sicherheit und der Anlagenverfügbarkeit auch Umweltaspekte stärker zu berücksichtigen.

Empfehlungen zum Arbeitspunkt „Interne Prüfungen“	
12E5	**Festlegung der Zahl der Prüfpunkte mit statistischen Methoden validieren** Im Rahmen der Revision der Prüfprogramme insbesondere bei Rohrleitungen wurde die Zahl der Prüfpunkte deutlich erhöht. Die jetzt vorgenommene Erhöhung kann in ihrem Umfang nicht nachvollzogen werden. Es wird daher empfohlen, mit Hilfe geeigneter statistischer Methoden nachzuweisen, dass Anzahl und Lokalisierung der ausgewählten Prüfpunkte zu statistisch validen Aussagen über den Schädigungszustand von Equipments und Rohrleitungen führt („statistische Prüfplanung“).
12E6	**Rolle des Senior-Inspektors im PLT klarer definieren** Als Mitarbeiter der Inspektion ist der Senior-Inspektor für die Initiierung und die Durchführung aller gesetzlich erforderlichen Inspektionsarbeiten an überwachungspflichtigem Equipment mit Festlegung der Prüftermine und deren Überwachung verantwortlich. Das PLT (Produktion Leadership Team), in dem er Mitglied ist, hat den Auftrag eine nachhaltige wirtschaftliches Maximierung des Durchsatzes innerhalb des Operating Windows zu erreichen. Es wird empfohlen, den aus beiden Funktionen evtl. entstehenden Interessenkonflikt unter Betonung der Betriebssicherheit in den jeweiligen PLTs zu adressieren

6.13 Überprüfung des Prüfmanagement für die externen Prüfungen im Hinblick auf die Beauftragung der erforderlichen Prüfungen und Nachprüfungen, die Durchführung und die Berichterstattung der Prüfergebnisse.

6.14 Untersuchung der Zusammenarbeit der internen Prüforganisation mit den externen zugelassenen Überwachungs-stellen (ZÜS) und Sachverständigen nach VAwS bezüglich der Beauftragung, Prüfungsdurchführung und der objektiven Bewertung der Prüfergebnisse.

Diese beiden Punkte werden aufgrund der unmittelbaren Zusammenhänge im folgenden Abschnitt 6.14 gemeinsam behandelt.

6.14.1 Aktivitäten der Gutachter

Externe Prüfungen (wiederkehrende Prüfungen) werden gemäß den gesetzlichen Vorschriften und Richtlinien durchgeführt, um die gesetzlichen Rahmenbedingungen zu erfüllen. Sie dienen ebenso wie die internen Prüfungen der Ermittlung des Zustandes der Anlagen und Rohrleitungen. Darüber hinaus ergeben sich aus den externen Prüfungen auch Anforderungen an die Instandhaltung der RR in Form eines zusätzlichen Instandhaltungsbedarfs (weitere Prüfungen und erforderliche Instandsetzungen). Diese zusätzlichen Aufgaben müssen schnell und effektiv umgesetzt werden, da sonst u.a. auch die Gefahr besteht, die Betriebsgenehmigung zu verlieren.

Um den gesetzlichen Anforderungen zu entsprechen, müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen vollständig bekannt sein und in ein alle Anforderungen umfassendes und termingebundenes Anforderungsprogramm umgesetzt werden. Die damit verbundenen Prüfungen müssen intern klar umschrieben und ihre Durchführung geregelt sein. Die Dokumente, die sich auf die externen Prüfungen beziehen, sind weitgehend mit den Shell-Dokumenten für interne Prüfungen identisch:

VA-4-305B	Instandhaltungsausführung nach GAME ME
VA-4-310A	Anlagenprüfung durch die Inspektion
WA-4-825A	Abwicklung von Inspektionsanforderungen (CAIR)
WA-4-829B	Verschiebung von Inspektions-Prüfterminen und Kat1 CAIRs
WA-4-830	Prüftermine an statischem Equipment und VAwS Bereichen nach GAME EI/ME
	Verschiedene Arbeitsanweisungen u.a. Wiederkehrende Prüfung von überwachungsbedürftigen Rohrleitungen im Geltungsbereich der BetrSichV und VAwS/WHG

Die wesentlichen, zu beachtenden Vorordnungen sind:

Verordnung	Aktueller Stand (letzte Änderung)
Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)	Art. 5 G vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178, 2198)
Druckgeräteverordnung (14. ProdSV)	Art. 24 G vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178, 2205)
Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe des Landes NRW (VAwS)	Gem. RdErl. d. Ministeriums für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (IV – 7 -VAwS) u. d. Ministeriums für Bauen und Verkehr (VI A 4 – 322.3) v. 16.7.2007

Diese Verordnungen und die mitgeltenden ergänzenden Verordnungen (z.B. die Störfall-Verordnung) und Richtlinien regeln die Anforderungen an den Umfang der externen Prüfungen.

Die Durchführung der externen Prüfungen und die Einhaltung der oben genannten Verordnungen und Vorgehensweisen wurden in zahlreichen Gesprächen mit den relevanten Funktionsträgern und diversen Vor-Ort-Begehungen (u.a. auch während eines Stillstands) geprüft.

6.14.2 Sachstand

Für die externen Inspektionen verantwortlich ist die Abteilung EN-I (sowohl RRS als auch RRN). Ihre Hauptaufgabe besteht darin, die gesetzlichen Prüfungen nach BetrSichV, VAwS und Druckgeräteverordnung gemeinsam mit der externen Prüforganisation einzuplanen und durchzuführen.

Das Team der Senior-Inspektoren ist auch für die Planung der anstehenden, gesetzlichen Prüfungen in Zusammenarbeit mir den externen Prüfern verantwortlich.

Die Inspektionspläne für externe Prüfungen werden von der Inspektionsabteilung auf der Grundlage der genannten Verordnungen im Inspektionsdatenbanksystem IDMS angelegt. Darüber hinaus werden sie im SAP-System gespiegelt und vom Anlageningenieur der jeweiligen PU registriert. Die SAP-Pläne werden vom OMC der PU genehmigt. Im Rahmen von Turnarounds kann es aufgrund von Engpässen dazu kommen, dass externe Inspektoren hinzugezogen werden müssen.

Inspektionstätigkeiten werden in der Messwarte angemeldet, sind in der Regel aber keine erlaubnisscheinpflichtigen Tätigkeiten.

In Wesseling wurden die Anlagen bis ca. 1995 eigenüberwacht, d.h. ohne externe Unterstützung durch befähigte Personen und Sachverständige. Materialprüfungen konnten im eigenen Materialforschungslabor durchgeführt werden. Diese Eigenüberwachung wurde in den 90er Jahren durch eine externe Überwachungsorganisation ersetzt. Die Anlagen im Godorfer Werk wurden dagegen immer schon mit externer Unterstützung durch den TÜV (Rheinland und Süd) überwacht, so dass heute die externe Überwachung vollumfänglich am gesamten Standort in den Händen des TÜV liegt.

Bei den wiederkehrenden Rohrleitungsinspektionen wird jede oberirdische Rohrleitung zu 100 % begangen und eine Checkliste für die Prüfung der Rohrleitung abgearbeitet. Als Ersatzmaßnahme

wird eine innere Untersuchung (meist in Form einer Wanddickenbestimmung mit Ultraschall) akzeptiert. Dabei werden Messpunkte aufgenommen und insbesondere kritische Stellen inspiziert (z.B. Tiefpunkte, Stutzen, Bögen). Die Anzahl der Prüfpunkte ist in den Inspektionsanweisungen vorgegeben und orientiert sich am Korrosionspotential.

Mit dem OSI (Onstream-Inspektion) werden Rohrleitungen mit einem bestimmten Korrosions- und Schädigungspotential entsprechend der internen Shell-Forderungen hauptsächlich im laufenden Betrieb mittels zerstörungsfreien Prüfungen (z.B. Ultraschallmessungen und Durchstrahlungsaufnahmen) geprüft. Im Gegensatz dazu wurde im OSEI-Programm (Onstream-Ersatz-Inspektion) für überwachungspflichtige Rohrleitungen entsprechend der BetrSichV in Zusammenarbeit mit der ZÜS in der RR ein Ersatz-Prüfprogramm durch schriftliche Festlegung vereinbart. Ziel dieses Programmes ist die jeweils geforderte Rohrleitungsdruckprobe durch zerstörungsfreie Prüfmethoden u.a. im laufenden Betrieb zu ersetzen. Die Dokumentation der Terminpläne sowie der Prüfmethoden für beide Programme erfolgt im IDMS.

Festzuhalten ist, dass die Änderungen in der VAwS für Rohrleitungen zwar zur Kenntnis genommen wurden, aber der erforderliche externe Prüfaufwand nicht aktualisiert und damit die nötigen Prüfungen nicht durchgeführt wurden. Begründet wird dies damit, dass zuvor die Anforderungen von BetrSichV und Druckgeräteverordnung im Hinblick auf Rohrleitungsprüfungen „anspruchsvoller" waren als die Anforderungen des Wasserrechts (VAwS). Durch die Novellierung der VAwS habe sich das jedoch geändert. Den ersten Messpunkt für die Korrosionsrate hat Shell für diese Leitungen beim Turnaround im Jahr 2007 ermittelte. Der zweite Wert für die Korrosionsrate wäre im Turnaround 2012 gemessen worden, aber bevor die Messungen durchgeführt werden konnten, gab es bereits Leckagen.

Mittlerweile gibt es eine Arbeitsanweisung für eigenständige Rohrleitungen, die unter den erweiterten Prüfumfang nach VAwS fallen. HBF und Tankanlagen wurden immer schon nach VAwS geprüft und sind auch als eigenständige VAwS-Anlagen gekennzeichnet, die verbindenden Rohrleitungen zwischen HBF und Tankanlagen allerdings nicht.

Nach den Leckagen von 2012 hat RR zusammen mit Sachverständigenorganisationen ein neues Prüfprogramm für die Slops-Leitungen erarbeitet. Seit dem Jahr 2013 gibt es ein Prüfkonzept für alle Rohrleitungen.

Ein Großteil der Arbeitsanweisungen wurde 2013 durch EN-I unterstützt durch Sachverständigenorganisationen in Absprache mit der Behörde angepasst. Dabei wurden insbesondere für Rohrleitungen konservative Ansätze für die Abschätzung der Restlebensdauer umgesetzt. Darüber hinaus wurde die Anzahl der Inspektionspunkte an Rohrleitungen erhöht, was zu einem deutlich höheren Prüfumfang geführt hat.

Im Rahmen des bereits beschriebenen Rohrleitungsprogramms Rheinland (RPR) wurde die notwendige Dokumentation bearbeitet und die Rohrleitungslisten mit den nach VAwS erforderlichen Daten ergänzt. Es gibt zu diesem Programm einen mit der Behörde abgestimmten Terminplan, der eine Finalisierung bis Ende 2018 vorsieht.

Werden bei den externen Prüfungen (ggf. auch bei Sonderprüfungen) Mängel festgestellt, so werden CAIR-Meldungen (Klasse 1) zur Behebung dieser Mängel erstellt. Nach Auskunft von EN-I hat es in den vergangenen Jahren einen Anstieg der CAIR-Meldungen gegeben. Dies wird auch auf die beiden großen Stillstände im Jahr 2014 zurückgeführt.

Eine weitere, wesentliche Ursache für den Anstieg der CAIR-Meldungen in den beiden letzten Jahren ist nach Auskunft von EN-I das Problem mit Auffangwannen in den Tankanlagen, die sanierungsbedürftig sind. Hier werden in den nächsten Jahren systematisch Betonsanierungsmaßnahmen durchgeführt.

Wenn Prüftermine oder die Fristen bei den CAIR-Meldungen nicht eingehalten werden können, muss ein Verschiebungsantrag gestellt werden. Dieser Verschiebungsprozess ist in der Werksanweisung WA-4-829B festgelegt. Das Verschieben eines Prüfprogramms kann nur mit einer schriftlichen Gefährdungsbeurteilung und RAM-Einstufung initiiert werden und erfordert eine Absprache mit der zuständigen externen Prüforganisation und ggf. auch mit der Behörde.

Zur Erfassung der Überschreitungen hat Shell global das Programm G-METREX EI im Bereich Equipment Integrity (EI) eingeführt, das dazu dient, rechtzeitig Indikatoren für den Stand der Instandhaltungsaktionen am Standort zu erhalten, d.h. die in G-METREX angegebenen Indikatoren beziehen sich zunächst nicht auf einen Betrieb sondern den gesamten Standort. Sie erhalten von Shell Global die entsprechende Aufmerksamkeit und führen ggf. auch zum Eingreifen von Shell Global. Nach den in G-METREX ermittelten Daten gab es 2014 trotz der hohen Anzahl an CAIR – Meldungen nur wenige Terminüberschreitungen (sog. „Overdues“).

Die Form der Zusammenarbeit mit dem TÜV Rheinland als ZÜS ist geprägt durch eine langjährige Zusammenarbeit und dadurch nur schwer nachzuvollziehen. Den Gutachtern wurde ein aktuell gültiges Leistungsverzeichnis aus dem Jahr 2008 zum Prüfauftrag an den TÜV Rheinland übergeben, das jedoch lediglich als Preisliste und nicht als Prüfauftrag zu bezeichnen ist.

Prüfzeugnisse bzw. Prüfberichte der externen Sachverständigen-Prüfungen des TÜV Rheinland waren in der Vergangenheit zum Teil als Ankreuzsystem aufgebaut, so dass ein Nachvollziehen der Vollständigkeit der durchgeführten Prüfungen und deren Zuordnung zu den jeweiligen Rechtsgrundlagen erschwert wurden.

Die Betriebe sind über die in Wesseling und Godorf zur Verfügung stehenden internen Shell VAwS-Informationsstellen aktuell wenig informiert, sodass Anfragen oder spezielle Fragestellungen der Betriebe nicht immer zielgerichtet bearbeitet werden können.

6.14.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Die externen Prüfungen in der RR werden nach den einschlägigen Gesetzen, Verordnungen und Richtlinien geplant und durchgeführt. Dies war in der Vergangenheit nicht durchgängig der Fall: Änderungen in den Anforderungen an den Prüfumfang nach VAwS wurden nicht zur Kenntnis genommen. Ursache dafür war ein Zuständigkeitswechsel bei der Aktualisierung des Regelwerks, der in der

Vergangenheit durch eine zuständige Stelle von Shell in Hamburg sichergestellt wurde, die jedoch wesentlich verkleinert wurde und damit diese Aufgabe nicht mehr vollumfänglich übernehmen konnte. In der RR versäumte man, diese Zuständigkeiten entsprechenden internen Stellen zuzuordnen. Allerdings hat es auch die beauftragte ZÜS - der TÜV Rheinland - versäumt, auf die Änderungen hinzuweisen und eine Erweiterung des Prüfumfanges zu verlangen.

Die Zusammenarbeit der RR mit dem TÜV Rheinland ist sehr eng. Der TÜV Rheinland bearbeitet die Gefahrenanalysen (ROGAs) und soll nun auch die Konformität mit dem Gesetz- und Regelwerk sicherstellen. Ferner führt der TÜV Rheinland die externen Prüfungen gemäß BetrSichV und VAwS sowie in vielen Fällen auch die Begutachtungen von Schadenfällen als bekanntgegebener Sachverständiger gemäß § 29a BlmSchG durch. Dies kann zu Interessenkonflikten führen und sollte entsprechend dem § 8 der 41. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes "Unabhängigkeit von Sachverständigen" (vom 02.05.2013) vermieden werden. Bei den letzten Ereignissen wurde schon auf diesen Umstand reagiert und mehrfach Sachverständige gemäß § 29a BlmSchG für Vorfalluntersuchungen hinzugezogen, die nicht dem TÜV Rheinland angehören. Die enge Verknüpfung bei Beratung und Überwachung bleibt aber bislang bestehen.

Eine Entflechtung zwischen der beratenden Funktion und der prüfenden Funktion wird daher dringend angeraten. Als Beispiel hierfür wird angeführt, dass offensichtlich ein TÜV-Mitarbeiter umfangreiche Kenntnisse über die beratenden Tätigkeiten besitzt und zudem gutachterlich im Rahmen von Ereignisuntersuchungen tätig war. Hier ist ein Konzept zu erstellen, das die zukünftige Prüforganisation bei der Shell Rheinland Raffinerie weiterentwickelt. Die geplante Ausschreibung der externen Prüftätigkeiten für die kommenden Jahre ist ein Schritt in die richtige Richtung.

Es wird darüber hinaus dringend angeraten, die Transparenz der Prüfaufträge zu verbessern, so dass diese nach Art und Umfang klar und eindeutig nachvollzogen werden können.

Wesentliche interne Funktionen werden auch im Kontext der externen Prüfungen von den Senior-Inspektoren der RR wahrgenommen. Zur Wahrnehmung ihrer Tätigkeit ist die stetige Aktualisierung des Wissens dieser Mitarbeiter erforderlich. Dafür stehen gegenwärtig jährlich zwei Wochen für Training und Weiterbildung zur Verfügung.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Empfehlungen für diesen Arbeitspunkt aufgeführt.

Tabelle 17: Empfehlungen zu den externen Prüfungen

Empfehlungen zum Arbeitspunkt „Externe Prüfungen“	
13/14 E1	**Sicherstellung des externen Prüfumfangs und Anpassung an ein ggf. geändertes Regelwerk** Es ist sicherzustellen, dass der Prüfumfang in allen Anlagen bei Änderungen des Regelwerks im Rahmen der dafür eingeräumten Fristen an die geänderte Situation angepasst wird. Zu diesem Zweck muss der Kenntnisstand über das anzuwendende Regelwerk auf dem Laufenden gehalten werden. Die dafür zuständigen Stellen bei Shell sollten benannt und durch entsprechende Vorgaben und Einweisungen mit ihren Aufgaben vertraut gemacht werden.

Empfehlungen zum Arbeitspunkt „Externe Prüfungen“	
13/14 E2	**Entflechtung von Prüftätigkeiten, Gefahrenanalysen und gutachterlichen Tätigkeiten nach §29a BImSchG und VAwS durch den TÜV Rheinland** Der TÜV Rheinland hat für die RR eine Vielzahl von Tätigkeiten übernommen (Gefahrenanalysen (ROGAs), externe Prüfungen gemäß BetrSichV und VAwS, Begutachtungen von Schadenfällen als bekanntgegebener Sachverständiger gemäß § 29b BImSchG und zukünftig auch die Sicherstellung der Nachverfolgung von gesetzlichen und regulatorischen Änderungen). Dies kann zu Interessenskonflikten führen und sollte entsprechend dem § 8 der 41. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes "Unabhängigkeit von Sachverständigen" vermieden werden. Hier sollten möglichst bald Alternativen gesucht werden.
13/14 E3	**Ausreichende Schulungen der Shell-Inspektoren sicherstellen** Die neu in ihre Position startenden Inspektoren (und insbesondere die Senior-Inspektoren) sollten durch ausreichende Schulungen mit entsprechenden jährlichen Aktualisierungen in ausreichendem Zeitumfang, der über das aktuelle Maß hinausgeht, für ihre Arbeiten vorbereitet werden.
13/14 E4	**Transparenz der Prüfaufträge an den TÜV verbessern** Die derzeit vorliegenden Informationen über die Prüfaufträge an den TÜV sind nicht ausreichend. Sie können bestenfalls als Preislisten interpretiert werden, sind aber auf keinen Fall klare Prüfaufträge. Es wird daher empfohlen, die Prüfaufträge sowohl im Hinblick auf die Beschreibung des Umfangs als auch im Hinblick auf die erforderlichen Ergebnisse klar zu beschreiben und zu dokumentieren, um einen Nachweis für den erteilten Auftrag zu haben.
13/14 E5	**Dokumentation der externen Prüfungen weiter optimieren** Prüfzeugnisse bzw. Prüfberichte der externen Sachverständigen-Prüfungen des TÜV Rheinland waren in der Vergangenheit zum Teil als Ankreuzsystem aufgebaut, so dass ein Nachvollziehen der Vollständigkeit der durchgeführten Prüfungen und deren Zuordnung zu den jeweiligen Rechtsgrundlagen erschwert waren. Es wird empfohlen die Dokumentationsform der Prüfzeugnisse und Prüfberichte im Hinblick auf die zum 1. Juni 2015 in Kraft tretende neue BetrSichV so zu wählen, dass eine klare Zuordnung zu der Rechtsgrundlage gewährleistet ist. Prüflisten einschließlich der Prüfintervalle sollten jeweils bezogen auf ein bestimmtes Gesetz (bzw. Verordnung, Richtlinie usw.) dokumentiert werden.
13/14 E6	**VAwS-Prüfungen verbessern** Die Betriebe sollten über die in Wesseling und Godorf zur Verfügung stehenden internen Shell VAwS-Informationsstellen informiert werden, damit Anfragen oder spezielle Fragestellungen der Betriebe zielgerichtet bearbeitet werden können.

6.15 Untersuchung der Wartung und Instandhaltung zu der Fragestellung einer ausreichenden Ausstattung, sach- und termingerechten Durchführung, insbesondere der Maßnahmen zur Beseitigung der Mängel, die bei Prüfungen festgestellt wurden. Bewertung der hierfür zur Verfügung stehenden Investitionen.

6.15.1 Aktivitäten der Gutachter

In diesem Abschnitt werden Fragestellungen angesprochen, die teilweise bereits in den Abschnitten 6.12 bis 6.14 untersucht wurden. Hier soll daher ergänzend zu den genannten Abschnitten eine generelle Diskussion des Bereiches „Instandhaltung“ und dessen materieller Ausstattung erfolgen.

Anwendbar sind hier die bereits in Abschnitt 6.12.2 genannten Unterlagen. Die Durchführung der Instandhaltung (Inspektion, Wartung und Instandsetzung) nach den in den vorhergehenden Abschnitten bereits beschriebenen Methoden und ihre Rahmenbedingungen wurden in zahlreichen Gesprächen mit den relevanten Funktionsträgern, diversen Vor-Ort-Begehungen (u.a. auch während eines Stillstands) sowie durch Einsicht in die relevanten Unterlagen (Instandhaltungsberichte usw.) geprüft.

6.15.2 Sachstand

Instandhaltungsstrategie

Zunächst stellte sich den Gutachtern die Frage, ob die Instandhaltung an den beiden RR-Standorten in Godorf und Wesseling in der im Jahre 2014 vorgefundenen Form von Aufwand und Umfang her geeignet ist, weitere Vorkommnisse mit Freisetzung von Gefahrstoffen zu verhindern.

Diese Frage kann nur risikoorientiert beantwortet werden, d.h. ausgehend vom Risiko, das durch das Vorhandensein von Gefahrstoffen in einer petrochemischen Anlage bedingt ist. Es muss dabei bewertet werden, ob die vorhandenen Barrieren ausreichen, die Häufigkeit eines Freisetzungsereignisses soweit zu reduzieren, dass ein solches Ereignis vernünftigerweise ausgeschlossen werden kann. Dies bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses so gering ist, dass es nach menschlichem Ermessen als unwahrscheinlich einzustufen ist und es damit zum sog. „Restrisiko“ zu zählen ist.

Diese Aussagen lassen sich mit dem in Abbildung 8 dargestellten sog. Bow-Tie-Diagramm verdeutlichen (so benannt, da das Diagramm die Form einer „Fliege“ hat).

Die Häufigkeit, dass die vorhandenen Bedrohungen (Threats) zu einem Schadensereignis führen, wird durch die vorhandenen Barrieren reduziert. Zu diesen Barrieren gehört die Auslegung der Anlage z.B. mit Prozesskontrolleinrichtungen, Sicherheitsabschaltungen, aber auch die Instandhaltung, die Betriebsweise usw. (d.h. die linke Seite des Bow-Ties). Tritt das Ereignis trotz der Barrieren ein (Top Event, aber mit wesentlich geringerer Häufigkeit), so sind weitere Barrieren vorhanden (rechte Seite des Bow-Ties), die die potenziellen Auswirkungen (Consequence) weiter reduzieren, so dass diese - wenn überhaupt - nur mit wesentlich geringerer Häufigkeit und deutlich reduziertem Schaden auftreten können. Dieses gestaffelte Sicherheitskonzept ist Grundlage des von Shell praktizierten „Hazards

and Effects Management Process“ (HEMP). Darin spielt die Instandhaltung eine ganz entscheidende Rolle, denn eine qualitative hochwertige Instandhaltung vermag nicht nur die Eintrittshäufigkeiten von Schadensereignissen zu reduzieren, sie kann vielmehr auch die Wirksamkeit der Barrieren für freigesetzte Gefahrstoffe (rechte Seite des Bow-Ties) sicherstellen (z.B. die Funktionsfähigkeit der Auffangräume bei Tankleckagen).

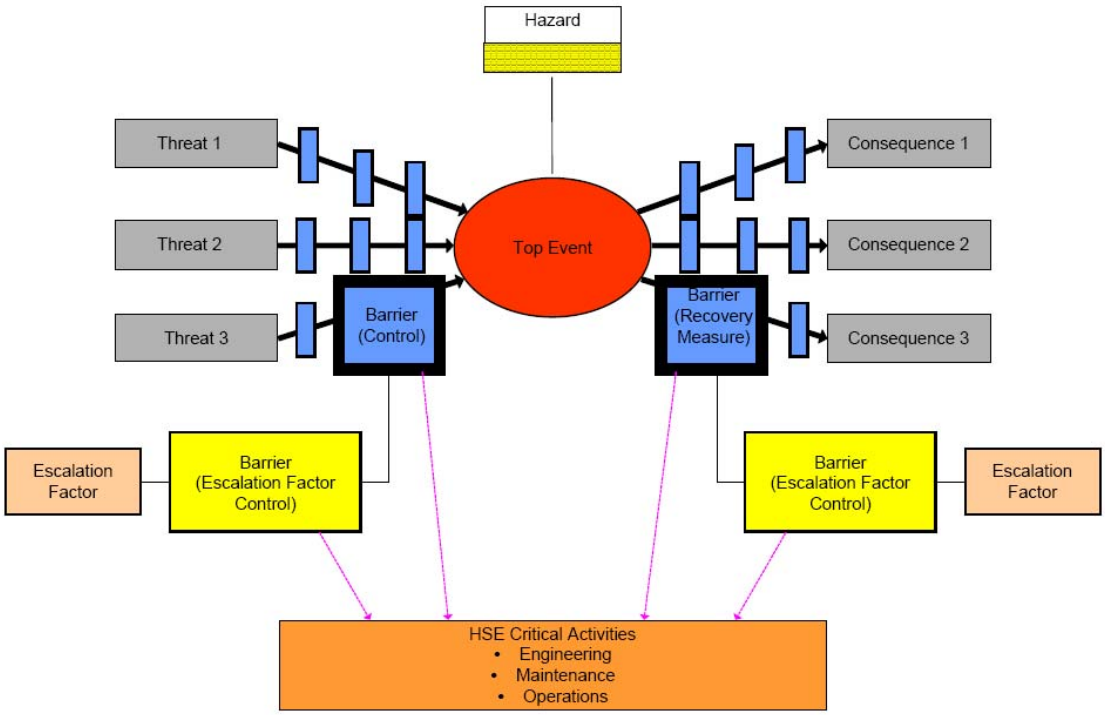

Abbildung 8 - Bow-Tie-Diagramm (nach dem Shell Standard DSM-2500003-RP-01)

Diese Vorgehensweise ist in sich stimmig und von Shell global festgelegt.

Wegen der großen Bedeutung der Instandhaltung werden deren Grundlagen im Wesentlichen von Shell global vorgegeben und von der RR an die lokalen Verhältnisse und die Gesetzeslage in Deutschland angepasst und stetig aktualisiert.

Wie weithin üblich wird bei Shell zwischen **reaktiver** und **präventiver Instandhaltung** unterschieden. Die reaktive Instandhaltung besteht im Wesentlichen aus der Instandsetzung von ausgefallenen Bauteilen, während die präventive Instandhaltung in Inspektionen und Wartungen differenziert wird. Inspektionen sollen eine sich entwickelnde Schädigung eines Bauteils frühzeitig erkennen (d.h. eine Aussage über die Restlebensdauer des Bauteils ermöglichen) und rechtzeitig vor dem Eintreten eines tatsächlichen Schadens (und damit ggf. auch der Freisetzung eines Gefahrstoffes) eine Instandsetzungsmaßnahme ermöglichen. Wartungsmaßnahmen dienen dazu, die Restlebensdauer eines Bauteils bei gegebener Abnutzung wieder auf den ursprünglichen Wert zu erhöhen. Dies ist jedoch nur teilweise möglich, d.h. bei weiterer Nutzung wird das Bauteil doch irgendwann ausfallen. Dieser mögliche Ausfall sollte wiederum durch eine Inspektion rechtzeitig erkannt und das alternde Bauteil schließlich rechtzeitig durch ein neues Bauteil ersetzt werden.

Aus dem Gesagten wird deutlich, welch große Bedeutung der Instandhaltung zur Verhinderung von Gefahrstoff-Freisetzungen zukommt. Dies bedeutet in der Praxis, dass

- Inspektionsintervalle und -umfang (u.a. auch die Zahl der Prüfpunkte) so festgelegt werden, dass Bauteilschädigungen frühzeitig und sicher erkannt werden, dass weiterhin
- Wartungsintervalle und -umfang so festgelegt werden, dass die Lebensdauer verlängernde Wirkung der Wartung rechtzeitig wirksam wird und dass
- geschädigte Bauteile, deren Lebensdauer durch eine Wartungsmaßnahme nicht mehr weitgehend wieder hergestellt werden kann, rechtzeitig durch neue Bauteile ersetzt werden.

Die Einhaltung dieser Bedingungen für den sicheren Betrieb einer Anlage hat jedoch eine Grundvoraussetzung: das Vorhandensein zuverlässiger Daten, um die oben beschriebenen Intervalle und Umfänge auch festlegen zu können. Geht ein neues Bauteil in Betrieb müssen diese zunächst relativ engmaschig festgelegt werden, bis ausreichende Daten über die Korrosionsraten und damit die Restlebensdauern vorliegen. Dann können die Inspektions- und Wartungsintervalle an die tatsächlichen Gegebenheiten angepasst werden, jedoch nur unter der Voraussetzung, dass sich die Einsatzbedingungen der Bauteile nicht wesentlich verändern. Dies ist jedoch in einer Raffinerie, in der sich die für die Produktion eingesetzten Rohölsorten relativ kurzfristig ändern können, praktisch nicht der Fall, d.h. Inspektionen und weitere Maßnahmen müssen hier deutlich enger angesetzt werden, als dies bei einer Anlage der Fall wäre, die immer das gleiche Produkt mit immer gleichen Einsatzstoffen produziert.

Die aus den Slops-Leckagen bei Shell zu ziehenden Erfahrungen gehen in zwei Richtungen:

Zum Einen ist bei Rohrleitungen, die besonderen (und nur bedingt vorhersehbaren) Korrosionsanforderungen ausgesetzt sind, das nach den üblichen Vorschriften durchgeführte Design nicht immer ausreichend. In solchen Fällen sollte über Designzuschläge nachgedacht werden.

Da zum Anderen aber die erforderlichen Designzuschläge nicht immer vorhersehbar sind, kann die Erfassung der Korrosionsdaten in relativ großen zeitlichen Abständen unter bestimmten Umständen nicht ausreichend sein: wenn ein Bauteil in Abständen inspiziert wird, die länger sind als seine durchschnittliche Lebensdauer, so muss damit gerechnet werden, dass dieses Bauteil bis zur nächsten Inspektion mit hoher Wahrscheinlichkeit bereits ausgefallen ist. Es ist verständlich, dass in einer Raffinerie die Zielvorstellung besteht, Inspektionen möglichst dann durchzuführen, wenn ein Stillstand für die jeweilige Anlage ansteht, um zusätzliche Nicht-Verfügbarkeiten zu vermeiden. Diese Vorgehensweise wird als präventive Maßnahme in den meisten Fällen ausreichen. Aber gerade dann, wenn über das Ausfallverhalten des Bauteils wenige oder noch keine Daten vorliegen, besteht die Gefahr, dass das Inspektionsintervall und die Anzahl der Prüfpunkte von Stillstand zu Stillstand und damit zu lang angesetzt werden, um einen potenziellen Schaden zu verhindern. In diesem Fall ist die Inspektionsmaßnahme nicht mehr als ausreichend anzusehen. Es wird daher empfohlen, eine **vorausschauende** Instandhaltungsstrategie zu verfolgen, d.h. eine Strategie, die dann konservativ vorgeht, wenn keine oder nur wenige Daten vorliegen und das Schadensrisiko hoch ist (nicht nur bezogen auf Personenschäden sondern zusätzlich auch auf Umweltschäden und monetäre Schäden) und daher eine präventive Instandhaltungsplanung auf Basis von Erfahrungswerten nicht möglich ist. Diese Vorgehensweise ist allerdings nur dann angeraten, wenn Zweifel im Hinblick auf die Auslegung der entsprechenden Equipments besteht.

Instandhaltungsbudget

Die Zusammenstellung des gesamten Instandhaltungsbudgets (IHB) für die RR ist schwierig, da eine klare Trennung zwischen dem regulären IHB (im Sinn von Shell beinhaltete dies präventive und korrektive Maßnahmen) und Ausgaben in größeren Projekten, die durchaus auch der Instandhaltung zuzuordnen sind (z.B. den Ersatz von größeren Rohrleitungsstrecken) nur schwer möglich ist. Tabelle 18 zeigt die Entwicklung der IH-Ausgaben in der RR zwischen 2005 und 2014 aufgegliedert nach präventiven, korrektiven und projektbezogenen Maßnahmen.

In diesem Zeitraum ist für das IHB kein klarer Trend weder zu höheren noch zu niedrigeren Ausgaben festzustellen. Die Ausgaben schwanken von Jahr zu Jahr zum Teil erheblich, was im Wesentlichen auf Projekte, teilweise auch auf die präventiven Maßnahmen zurückzuführen ist. Gegenüber 2005 ist insgesamt eine Steigerung von 40% zum heutigen Wert festzustellen. Die Gutachter konnten feststellen, dass in den letzten Jahren eine deutliche Steigerung der gesamten IH-Aktivitäten zu verzeichnen ist, die zu deutlichen Mehrbelastungen des Personals bis hin an die Grenzen der Belastbarkeit geführt hat. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Häufung von Ereignissen nicht mit Kostensenkungsprogrammen o.ä. für den Bereich der Instandhaltung erklärt werden können, dieser Bereich aber auch in Zukunft besonders beachtet werden muss. In Tabelle 18 ist die Entwicklung des Instandhaltungs-Budgets (IH-Budget) der Shell RR der letzten 10 Jahre normiert auf das Ausgangsjahr 2005 dargestellt. Aus den Werten in der Tabelle ist ersichtlich, dass sich das IH-Budget für präventive Maßnahmen in den letzten 10 Jahren um den Faktor 2,25 erhöht hat. Das Budget für korrektive Maßnahmen (Instandsetzungen nach Ausfällen) ist dagegen im gleichen Zeitraum um 9 % gesunken. Zudem lässt sich aus der Tabelle ablesen wie hoch der Anteil der einzelnen IH-Ausgaben (präventiv, korrektiv und Projekte) in dem jeweiligen Jahr war. Im Jahr 2014 verteilt sich das IH-Budget wie folgt: 19 % präventiv, 19 % korrektiv und 62 % Projektbudget.

Tabelle 18: Entwicklung des IH-Budgets der RR

	2005		2014	
IH-Ausgaben	**Normiert**	**%**	**Normiert**	**%**
Präventiv	1,00	12%	2,25	19%
Korrektiv	1,00	29%	0,91	19%
Projekte	1,00	59%	1,48	62%
Gesamt	**1,00**	**100%**	**1,40**	**100%**

In vielen Unternehmen der chemischen und petrochemischen Industrie ist im letzten Jahrzehnt eher der Trend zu beobachten, dass Instandhaltungsaufwendungen reduziert werden. Dies hängt auch damit zusammen, dass die Instandhaltung in der Vergangenheit eher erfahrungsbasiert vorgegangen ist, d.h. Instandhaltungsaktivitäten wurden oft deshalb durchgeführt, weil dies schon immer in gleicher Weise so gemacht wurde. Die Einführung von neuen Methoden wie RCM und S-RBI haben in den letzten 10 Jahren dazu geführt, dass einige Instandhaltungsaktivitäten und Teile des Budgets jetzt dort eingesetzt werden, wo sie einen größeren Nutzen bringen als vor Einführung der oben genannten Methoden. Ein über Jahre hinweg konstantes Budget ist also keinesfalls ein Hinweis darauf, dass nötige Instandhaltungsarbeiten nicht oder nur teilweise durchgeführt wurden. Es kommt viel-

mehr darauf an, wie das Budget eingesetzt wird, d.h. ob in traditioneller Art (weil es schon immer so gemacht wird) oder an den Stellen, an denen es in sinnvoller Weise zur Risikominderung beiträgt.

In der RR werden seit geraumer Zeit die beiden genannten Methoden (RCM und RBI) eingesetzt, um das Budget den Bereichen und Anlagen zuzuweisen, in denen große Personenrisiken und Risiken für die Verfügbarkeit der Anlagen vorhanden sind. Gegenwärtig führen die beiden Methoden in der RR ein gewisses Eigenleben, obwohl sie letztlich die gleiche Zielrichtung haben. Beide Methoden werden als risikobasierte Methoden eingesetzt, wobei bei RCM der Fokus eher (aber nicht nur) auf Verfügbarkeitsrisiken, bei RBI eher auf Leckage-Risiken (LOPCs) gesetzt ist. Es wird dringend empfohlen, die Vorgehensweise zu vereinheitlichen und andere Risiken wie z.B. Umweltrisiken stärker mit einzubeziehen. RCM und RBI sind als Vorgehensweisen durchaus geeignet, das Ziel der Risikominderung in den Anlagen auch bei sonst relativ konstantem Budget zu erreichen.

Das Alter der Anlagen

Die Anlagen der RR am Standort Wesseling stammen teilweise aus der Zeit vor 1945, die Anlagen am Standort Godorf aus den 1960er Jahren, d.h. sie sind zum Teil älter als die üblicherweise angenommene Lebensdauer einer petrochemischen Anlage. Dies bedeutet jedoch nicht, dass eine alte Anlage per se unsicherer ist und ein Risiko darstellt. Durch geeignete IH-Maßnahmen wurde auch bei der RR dafür gesorgt, dass Gefährdungen bei älteren Anlagenteilen ausgeschlossen werden. Dazu gehört der Ersatz dieser Anlagenteile oder auch die häufigere Inspektion und Wartung bestimmter Bauteile. Das Rohrleitungsprogramm Rheinland (RPR) oder das Programm zur Erneuerung der Tankwannen sind Beispiele solcher Anstrengungen der RR, die mit beträchtlichen Investitionen verbunden sind. Es ist jedoch auch festzuhalten, dass diese Anstrengungen zumindest in einigen Fällen ereignisgetrieben sind, d.h. bedingt durch Vorkommnisse wurden die Veränderungen auf den Weg gebracht. Es wird vorgeschlagen, hier wesentlich proaktiver vorzugehen, d.h. entsprechende Programme auf den Weg zu bringen, bevor Schadensereignisse eingetreten sind. Damit verbunden werden sollte eine Statusaufnahme auf breiter Front, die den tatsächlichen Zustand der Anlagen nicht nur an den Stellen beschreibt, an denen schon ausreichende Informationen vorliegen, sondern auch solche Bereiche umfasst, die bisher wenig Probleme gemacht haben und die daher mit weniger Aufmerksamkeit bedacht wurden.

Mit zunehmendem Alter von einzelnen Anlagenteilen sollte die Überwachung engmaschiger und umfassender werden, als dies bei relativ neuen Anlagen üblich ist.

6.15.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Die in der RR praktizierte Form der Instandhaltung entspricht dem Stand der Technik. Mit dem Einsatz von modernen Methoden (RCM, RBI) zur Bedarfsermittlung geht die Instandhaltung der RR teilweise deutlich über das hinaus, was an anderen, vergleichbaren Standorten heute international üblich ist.

Bei der praktischen Durchführung der Instandhaltung fällt aber auch auf, dass diese wie überall üblich organisch gewachsen und durchaus auch noch traditionsbetont ist (Maßnahmen werden durch-

geführt, weil man das schon immer so gemacht hat). So erscheinen auch die neuen Methoden unterschiedlich ausgereift: während RCM schon länger praktiziert wird, wurde S-RBI deutlich später eingeführt und wirkt noch nicht völlig ausgereift. Durch den unterschiedlichen Grad der Vertrautheit der Mitarbeiter in den Betrieben mit den Methoden führen diese auch heute noch ein Eigenleben. In den Gesprächen mit diesen Mitarbeitern drängte sich der Eindruck auf, dass diese modernen Methoden in den Produktionsbetrieben zumindest teilweise noch nicht „angekommen“ sind.

Es wird daher empfohlen, RCM und RBI besser miteinander zu verknüpfen und den Mitarbeitern die Sinnhaftigkeit der damit verbundenen Vorgehensweisen in entsprechenden Schulungsmaßnahmen besser zu vermitteln.

Ein weiterer wesentliche Punkt ist das Alter der Anlagen (siehe Abschnitt 6.15.2). Hier wird empfohlen, nach der Statusaufnahme für alle Anlagenbereiche, ältere Anlagenteile engmaschiger zu überwachen und die durchzuführenden Maßnahmen an den vorgefundenen Stand der Anlagen anzupassen.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Empfehlungen für diesen Arbeitspunkt aufgeführt.

Tabelle 19: Allgemeine Empfehlungen zur Instandhaltung

Allgemeine Empfehlungen zum Arbeitspunkt „Instandhaltung“	
15E1	**Proaktive Instandhaltungsplanung weiter ausbauen** **Siehe Empfehlung 12E2** Die Vorgabe von Inspektions- und Wartungsintervallen auf der Grundlage von wenigen vorliegenden Daten kann bei Bauteilen mit wenig bekanntem Ausfallverhalten unter Umständen nicht ausreichen, um den Ausfall und damit ggf. auch Gefahrstofffreisetzungen zu verhindern. In Fällen, in denen diese Gefahr besteht, d.h. insbesondere dann, wenn die Designanforderungen aufgrund der nicht abschätzbaren Schädigungsprozesse (Korrosion usw.) nicht klar zu spezifizieren sind, wird daher empfohlen, eine Inspektionsstrategie zu entwickeln, die einen kritischen Schädigungszustand rechtzeitig feststellen kann. Es sollte geprüft werden, ob das seit ca. 2000 in der RR praktizierte S-RBI für diese Zwecke genutzt werden kann (siehe 12E2).
15E2	**Bessere Abstimmung von RCM und RBI aufeinander** Siehe Empfehlung 12E4 Über diese Empfehlung hinaus sollte auch in den Betrieben daran gearbeitet werden, eine größere Vertrautheit der Mitarbeiter mit den neuen Vorgehensweisen und ihrer Begründung durch RCM und RBI zu erreichen.

6.16 Überprüfung des Qualitätsmanagementsystems zu sicherheitsrelevanten Regelungsinhalten.

6.16.1 Aktivitäten der Gutachter

Die Shell Rheinland Raffinerie hat ein Integriertes Managementsystem eingeführt. Das Integrierte Managementsystem ist dadurch gekennzeichnet, dass organisatorische Grundlagen zur Umsetzung der Anforderungen bzw. Managementaufgaben aus verschiedenen Bereichen nach einheitlicher Struktur zusammengefasst werden. Dementsprechend ist kein eigenständiges Qualitätsmanagementsystem, das isoliert von anderen Teilen Managementsystems ist, vorhanden. Die organisatorischen Festlegungen zur Sicherstellung der geforderten Qualitätsmerkmale sind, neben anderen Regelungen, integraler Teil des Managementsystems.

Innerhalb des Managementsystems muss Anlagensicherheit als Qualitätsmerkmal verstanden werden. Mit diesem Verständnis dient das Sicherheitsmanagementsystem nach StörfallV dazu, die erforderliche „Qualität“ bezüglich Anlagensicherheit zu gewährleisten. Das Sicherheitsmanagementsystem ist so konzipiert, dass die sicherheitsrelevanten Regelungsinhalte darin zusammengefasst sind. Die Prüfung erfolgt in Kapitel 6.2 für das Managementsystem insgesamt sowie für Einzelpunkte des Sicherheitsmanagementsystems in den übrigen Kapiteln des Berichts.

Eine Aufgabe des Managementsystems besteht auch darin, die angeforderten Produktqualitäten und Mengen unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte sicherzustellen. In diesem Punkt der Überprüfung wird darauf eingegangen, wie innerhalb der Abläufe zur Sicherstellung der Produktqualität Aspekte der Anlagensicherheit berücksichtigt werden und diesen im Zweifelsfall eine Vorrangstellung eingeräumt werden wird. Die Untersuchung bezieht sich auf die Vorgaben im Managementsystem.

Nachfolgend werden drei Bereiche unterschieden:

- Organisatorischer Rahmen (QM-System)
- Vorgehensweise bei Produktqualitätsereignissen
- Gewährleistung des sicheren Betriebs (Operating Window)

Von den Gutachtern wurden die entsprechenden Vorgaben im Managementsystem ausgewertet, insbesondere:

- Managementhandbuch, Rev. K
- Organisationshandbuch, Rev. H, und Stellenbeschreibungen
- VA-1-007 Ereignisse
- VA-1-100 Management of Change
- VA-3-030 Produktqualitätsereignisse und Produktreklamationen
- VA-4-320 Qualitätsüberwachung durch die Technologie
- VA-2-154 Einhaltung von Nebenbestimmungen
- VA-3-250 Ensure Safe Production (ESP)
- WA-3-275 „Initial Setup“

6.16.2 Sachstand

QM-System

Grundlage des Qualitätsmanagements sind die Qualitätsgrundsätze „Shell in Deutschland, Qualitätsgrundsätze“. Im Fokus stehen die Aspekte Produktqualität, Wirtschaftlichkeit und Kundenzufriedenheit. Die Wechselwirkung mit sicherheitsrelevanten Regelungsinhalten ergibt sich aus den Managementgrundsätzen, in denen Qualität und Umweltschutz (Anlagensicherheit) gleichrangige Ziele sind. Innerhalb der Organisationsstruktur ist die Abteilung DMS/65Q „Qualitätsmanagement & Information Management (QHSE-Q)“ zuständig für Koordination und kontinuierliche Weiterentwicklung des Raffinerie-Managementsystems, in dem auch das Qualitätsmanagementsystem verwirklicht ist. Das Qualitätsmanagementsystem ist nach DIN EN ISO 9001 aufgebaut und zertifiziert. Mit der Zertifizierung wird die normenkonforme Gestaltung des Systems durch eine unabhängige Zertifizierungsstelle nachgewiesen. Spezifische Aspekte der Anlagensicherheit werden dadurch nicht bewertet.

Produktqualitätsereignisse

Die Verfahrensanweisung VA-3-030 „Produktqualitätsereignisse und Produktreklamationen“ legt die Zuständigkeiten bei der Bearbeitung von Reklamationen und sonstigen externen Qualitätsereignissen sowie der internen Qualitätsvorfälle fest. Raffinerie interne Produktqualitätsereignisse sind nach der DSM-Spezifikation „Inside the Fence Product Quality Performance Tracking“ zu erfassen und zu verfolgen. Bei Produktqualitätsereignissen wird das PQ-Team informiert, das die erforderlichen Maßnahmen festlegt und koordiniert. Das PQ-Team wird vom Product Quality Focal Point geleitet. Die Abteilung DMS/63L „Product Quality Assurance (TSL)“ ist zuständig für die Bereitstellung der Prozesse zur Produkt Qualitätssicherung, inkl. der Wahrnehmung der Rolle des Site Product Quality Focal Points. Die internen Qualitätsereignisse werden mindestens monatlich ausgewertet. Die Ereignisbeschreibung und alle weiteren relevanten Informationen werden erfasst. In der Rheinland Raffinerie wird ein „PQ-Risiko Register“ geführt. Darin werden Schwachstellen im PQ-System und Trends berücksichtigt und an das Raffinerie-Managementteam (SLT) eskaliert. Der Umfang der Ereignisaufarbeitung richtet sich nach der RAM-Einstufung (VA-1-006). Das Untersuchungsteam setzt sich aus Vertretern aller Abteilungen zusammen, die in das Ereignis involviert sind und/oder zur Ereignisaufarbeitung beitragen können. Dem beteiligten Technologen fällt die Aufgabe zu, die prozessbedingten oder in der aktuellen Anlagenfahrweise begründeten Ursachen zu ermitteln und geeignete Korrekturmaßnahmen vorzuschlagen. Grundlage dafür ist die Verfahrensanweisung VA-4-320 „Qualitätsüberwachung durch die Technologie“. Darin werden die Zuständigkeiten der Abteilung „Technologie“ innerhalb des PU-Teams in Bezug auf die Qualitätsprüfung und auf erforderliche Problemlösungen geregelt. Das Ergebnis der Untersuchung und mögliche Abhilfemaßnahmen werden dokumentiert. Ergibt die Analyse, dass eine Prozessänderung oder ein neuer Prozess notwendig ist, um die Anforderungen zu erfüllen, wird dies entsprechend den Regelungen der Verfahrensanweisung „Management of Change (MoC)“ abgearbeitet und die Wirksamkeit der durchgeführten Änderungen überwacht.

FIM-Meldungen müssen für interne Product Qualitätsereignisse erstellt werden, die unter die in der VA-1-030 genannten Kategorien fallen. Im FIM-System werden sie den Ereigniskategorien „Reliability“ und „Ereignis mit Konsequenzen“ zugeordnet. Darüber hinaus kann das PQ-Team die Erstellung einer FIM Meldung veranlassen. Die weitere Bearbeitung erfolgt dann im FIM-System.

Operating Window

Der sichere, umweltverträgliche, zuverlässige und wirtschaftliche Betrieb der Prozessanlagen wird durch den ESP-Prozess (VA-3-250 „ESP - Ensure Safe Production“) gewährleistet. Die Prozessanlagen sollen innerhalb der Grenzen eines definierten Betriebsfensters (Operating Window) betrieben werden. Im Operating Window werden neben „Targets and Operating Instructions“ (Zielgrößen: Qualität, Energie, Zuverlässigkeit/ Stabilität etc.) auch „Operating Limits“ (Grenzwerte) vorgegeben. Der ESP-Prozess deckt folgende Punkte ab:

a) Sicherstellen, dass Alarme kritisch und standardmäßig sowie Targetmeldungen den Bedürfnissen entsprechend erstellt und beschrieben werden.
b) Das Managen von Alarmen und Meldungen.
c) Standardisieren der Kommunikation und Planung von Arbeiten auf, mit und zwischen den Schichten.
d) Das Managen und Verbessern des Situationsbewusstseins
e) Die proaktive Überwachung der Prozesse und des damit verbundenen Equipments.
f) Sicherstellen einer einheitlichen Methode bei der Handhabung von abnormalen Situationen.

Die Grenzwerte für einen sicheren, zuverlässigen und umweltverträglichen Betrieb der Prozessanlagen werden im ISU-Prozess (WA-3-275 „Initial Setup“) erhoben und durch die Vertreter von Technologie und PU in den ESP-Tabellen festgelegt. Im Verfahren sind Sicherheitsaspekte und dazu vorliegende Daten (z. B. ROGA, IPF-Analysen) zu berücksichtigen. Erforderliche Kernkompetenzen (aus Integritätssicht der Anlagen) im ISU-Prozess sind: Technologie (Verfahrenstechnik), Inspektion und Reliability (Materialgrenzen/Integrität), PU-Ingenieur (Betrieb) sowie bei Bedarf weitere Experten (z. B. Sicherheit/QHSE). Für die Variablen der ESP-Tabelle werden Detailangaben festgelegt, d. h. Angaben beispielsweise bezüglich Alarmauslösung und Priorität, Konsequenzen oder Aktionen bei Grenzwertüberschreitung. Die Die Festlegungen werden in das Operating Window übernommen:

a) Mechanische Integrität
b) Korrosion Variablen
c) Instrumentierte Schutzfunktion
d) Umwelt beeinflussende Variablen
e) Betriebsgenehmigungen
f) Risikobewertungen
g) Reliability orientierte Verfahren
h) Lagertanks bzw. Stände
i) Qualität Variablen
j) Alle Variablen mit Regelungen und Meldungen

Notwendige Anpassungen der Produktion werden in interdisziplinären Qualitätsmeetings überprüft und dann, falls erforderlich, in den ESP Grenzwerttabellen des Operating Windows eingepflegt (VA-4-320).

In den Gesprächen mit den PUs wurde die Bedeutung des Operating Window und dadurch vorgegebener Grenzen für die Betriebsführung bestätigt. Es liegt im Eigeninteresse der PU das Operating Window einzuhalten – alleine schon um die mit Grenzwertüberschreitungen verbundenen Folgeakti-

onen zu vermeiden. Abweichungen und Besonderheiten werden in den regelmäßig stattfinden Besprechungen behandelt. Die Produktionsbetriebe haben Zielvorgaben für Qualität und Mengen. Es wurde aber ausgeschlossen, dass zur Erfüllung der wirtschaftlich motivierten Zielvorgaben Vorgaben betreffend Anlagensicherheit nachrangig eingeschätzt werden.

6.16.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Die Ursachen für internen Produktqualitätsereignissen können grundsätzlich auch aus Sicht der Anlagensicherheit von Bedeutung sein. Die im Managementsystem festgelegte Vorgehensweise bei Produktqualitätsereignissen ist vorrangig auf die Absicherung der Produktqualität und der Produktionsmengen ausgerichtet. Im Verfahren werden jedoch auch solche Abweichungen untersucht, die durch den Prozess oder die aktuelle Fahrweise begründet sind. Die Erfassung, Bewertung und Nachverfolgung solcher Qualitätsereignisse ist mit den Abläufen im Sicherheitsmanagementsystem verknüpft, d. h. sie werden dann im gleichen Verfahren wie Anlagenstörungen etc. ausgewertet:

- Meldung und Nachverfolgung im FIM-System
- Risikoeinstufung mit RAM
- Korrekturmaßnahmen im Management of Change

Qualitätsereignisse werden systematisch erfasst und dokumentiert. Dies ermöglicht eine ereignisübergreifende Auswertung, aus der ggf. zusätzliche Erkenntnisse gewonnen werden können. Mit den beschriebenen Vorgaben kann gewährleistet werden, dass Ursachen für Qualitätsabweichungen systematisch ausgewertet und vereinbarte Korrekturmaßnahmen aus Sicht der Anlagensicherheit bewertet werden.

Mögliche Eingriffe in den Anlagenbetrieb – auch unterstellte eigenmächtige Eingriffe - sind durch das Operating Window, in dem zulässige Fahrweisen vorgegeben sind, begrenzt. In das Verfahren zur Festlegung der Grenzwerte fließen sicherheitstechnisch relevante Daten und Festlegungen ein. Die Organisationseinheiten mit der für sicherheitstechnische Fragen erforderlichen Fachkompetenz sind darin beteiligt. Nachträgliche Änderungen sind im „Management of Change“ zu behandeln. Im Betrieb werden Grenzwertüberschreitungen signalisiert (Alarm) und erfasst. Notwendige Aktionen zur Rückführung in das Operating Window sind festgelegt.

Insgesamt gesehen sind die Vorgaben im Managementsystem dafür geeignet, dass sicherheitstechnisch relevante Abweichungen im Anlagenbetrieb erkannt, begrenzt, dokumentiert und ausgewertet werden. Die in den Verfahren festgelegten Bewertungs- und Entscheidungsschritten, mit denen Produktqualität und Mengen abgesichert werden, kann der Anlagensicherheit angemessene Bedeutung zugemessen werden. Aus der Überprüfung ergaben sich keine Hinweise auf davon abweichenden Strategien. Die Schnittstellen mit anderen Prozessen im Sicherheitsmanagementsystem, insbesondere FIM-Prozess und Management of Change, sind konsistent mit der Darstellung in den diesbezüglichen Anweisungen (VA-1-007 „Ereignisse“, VA-1-100 „Management of Change“).

6.17 Überprüfung des Kommunikations-/Krisenmanagements einschließlich des Alarmmanagements und der Zusammenarbeit der Werkfeuerwehr mit anderen Feuerwehren.

6.17.1 Aktivitäten der Gutachter

Als Grundlage für die Überprüfung des Kommunikations-/Krisenmanagements einschließlich des Alarmmanagements wurden die einschlägigen Dokumente der Rheinland Raffinerie gesichtet und hinsichtlich ihrer Konsistenz und Eignung ausgewertet. Berücksichtigt wurden insbesondere folgende Dokumente:

- Alarm- und Gefahrenabwehrpläne RR Nord und RR Süd (extern), Stand 1. 11. 2012
- Sicherheitsberichte RR Nord und RR Süd: Allgemeiner Teil Kap. 8 (Auswirkungsbetrachtungen) und die Kap. 5 der Teilsicherheitsberichte (Angaben zu Störfallauswirkungen); Stand siehe Abschnitt 6.1.1
- Stellenbeschreibung Betriebs-Schicht-Leiter
- Informationen für Nachbarn gemäß § 11 StörfallV
- WA-2-600E Bearbeitung von Nachbarschaftsbeschwerden (Stand 30. 1. 2014)
- VA-1-300B Interne und externe Kommunikation (Stand 11. 1. 2012)

Mit verschiedenen Mitarbeitern der Rheinland Raffinerie wurden vertiefende Interviews geführt. Es waren dies der Leiter der Werkfeuerwehr RR Nord, der auch übergreifend für die Alarm- und Gefahrenabwehrplanung zuständig ist, Betriebs-Schicht-Leiter (BSL) als wichtige Funktionsträger in der Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation sowie Mitarbeiter der Raffinerie-Kommunikation.

Neben den organisatorischen und sonstigen innerbetrieblichen Voraussetzungen wurde intensiv geprüft, wie das Kommunikations-/Krisenmanagement einschließlich des Alarmmanagements der Rheinland Raffinerie von außen wahrgenommen wird. Hierzu wurden Interviews geführt mit der Berufsfeuerwehr und dem Umwelt- und Verbraucherschutzamt der Stadt Köln, der Abt. Katastrophenschutz, dem Kreisbrandmeister und der Kreisleitstelle des Rhein-Erft-Kreises, Vertretern des BUND sowie in Nachbarschaftsinitiativen aktiven Bürgern. Im Zuge dieser Interviews wurden den Gutachtern weitere Dokumente zur Verfügung gestellt:

- Umfangreiche Unterlagen des BUND zur Rheinland Raffinerie (u.a. Schriftwechsel mit der Landesregierung und der Bezirksregierung, Medienberichte)
- Umfangreiche Unterlagen eines langjährigen Nachbarn der Rheinland Raffinerie (u.a. Briefwechsel mit Shell und der Bezirksregierung, Medienberichte)

Von der auch in Nachbarschaftsinformationen kommunizierten Möglichkeit, über die E-Mail – Adresse „Shell-RR-Ueberpruefung@oeko.de“ mit den Gutachtern direkt und ggf. anonym und vertraulich in Kontakt zu treten, wurde hinsichtlich des Kommunikations-/Krisenmanagements einschließlich des Alarmmanagements der Rheinland Raffinerie kein Gebrauch gemacht.

6.17.2 Sachstand

Die Rheinland Raffinerie hat an jedem der beiden Standorte eine anerkannte hauptberufliche **Werkfeuerwehr**, die durch nebenberufliche Kräfte verstärkt werden kann. Beide Werkfeuerwehren arbeiten eng zusammen und unterstützen sich bei Einsätzen. Darüber hinaus besteht eine Kooperation mit der Werkfeuerwehr des benachbarten und mit vergleichbaren Stoffen umgehenden Unternehmens Basell. Die genannten Kooperationen sind Bestandteil der behördlichen Anerkennung dieser Werkfeuerwehren. Bei größeren Schadensfällen kann auch die Werkfeuerwehr der Evonik angefordert werden sowie die örtlich zuständigen öffentlichen Feuerwehren (Berufsfeuerwehr Köln für RR Nord, Freiwillige Feuerwehr Wesseling/Rhein-Erft-Kreis für RR Süd). Mit den öffentlichen Feuerwehren bestehen Vereinbarungen über die Vorabmeldungen („D-Meldungen“) bei Schadensereignissen. Diese Meldungen können sowohl vom Einsatzleiter der Werkfeuerwehr, dem Betriebs-Schicht-Leiter und den Notfallmanagern (s.u.) veranlasst werden.

Sowohl die Berufsfeuerwehr Köln als auch der Rhein-Erft-Kreis haben in den Interviews das Krisenmanagement und insbesondere die Informationspolitik der Rheinland Raffinerie kritisiert. Man hatte bis hin zu den bisher letzten größeren Ereignissen Anfang 2014 (Toluolbrand, Schwefelwasserstoff-Emission) den Eindruck, nicht ausreichend informiert worden zu sein. Dies würde bei den Werkfeuerwehren der anderen Unternehmen im jeweiligen Zuständigkeitsbereich deutlich professioneller funktionieren. Der Rhein-Erft-Kreis kritisiert insbesondere, dass seine Leitstelle bei Ereignissen in RR Nord nur informiert wird, wenn Auswirkungen auf den Rhein-Erft-Kreis angenommen werden (laut Alarmierungsschema „nötigenfalls“), obwohl Notrufe der Bevölkerung aus Godorf und Sürth von den meisten Telefonanbietern an die Kreisleitstelle des Rhein-Erft-Kreises geleitet werden. Inzwischen wurden die Vereinbarungen über die Vorabmeldungen überarbeitet und es fanden direkte Gespräche mit der Berufsfeuerwehr Köln statt. Darüber hinaus haben die Leitstellen der öffentlichen Feuerwehren inzwischen eine direkte gegenseitige Information über Vorabmeldungen vereinbart.

Für jeden der beiden Standorte liegt ein **Alarmierungs- und Gefahrenabwehrplan** vor. Die Pläne werden nach einheitlichen Vorgaben erstellt und gepflegt, sie befinden sich auf aktuellem Stand. Im Einklang mit den Ausführungen in den Sicherheitsberichten wird auch für Ereignisse, die wegen der getroffenen störfallverhindernden und -begrenzenden Maßnahmen vernünftigerweise auszuschließen sind, unterstellt, dass gesundheitsbeeinträchtigende Auswirkungen von Stofffreisetzungen sowie die Auswirkungen von Explosionsdruckwellen auf den Bereich des Werksgeländes beschränkt sind und nur ein Großbrand als größter im Werk denkbarer Störfall zu Auswirkungen führen kann, die über die Werksgrenzen hinausgehen.

Brandmeldeanlagen und **Emissionsüberwachungseinrichtungen** sind in den Betrieben z.T. vorhanden. Hierdurch können jedoch nicht alle Emissionen mit Auswirkungen auf die Nachbarschaft detektiert und alarmiert werden. Zum Teil wurde der Rheinland Raffinerie erst durch Anrufe von Nachbarn bewusst, dass Emissionen gravierende Auswirkungen außerhalb des Betriebsbereichs hatten (z.B. beim Schwefelwasserstoff-Austritt am 25.02.2014).

Wichtige Funktionsträger im Notfall- und Krisenmanagement sind neben dem Einsatzleiter der Werkfeuerwehr der Betriebs-Schicht-Leiter und die Notfallmanager. **Betriebs-Schicht-Leiter** (BSL) sind erfahrene Mitarbeiter (in der Regel Meister), die in den jeweiligen Standorten die Produktion koordinieren und daher einen optimalen Überblick über die aktuell laufenden Aktivitäten einschließlich

relevanter Betriebsstörungen haben. Sie befinden sich im Rahmen dieser Tätigkeit im Werk und werden bei jedem Einsatz der Werkfeuerwehr alarmiert. Sie beraten und unterstützen den Einsatzleiter der Werkfeuerwehr. Insbesondere außerhalb der regulären Arbeitszeit übernehmen sie (ggf. bis zum Eintreffen des ersten Notfallmanagers, s.u.) die übergeordnete Koordination der Gefahrenabwehrmaßnahmen und agieren somit als Stellvertreter der Raffinerieleitung. Umweltbeeinträchtigungen ohne Einsatz der Werkfeuerwehr und Nachbarschaftsbeschwerden aus anderen Gründen hat der BSL zu dokumentieren, zu klären und zu beseitigen bzw. abzustellen. Häufig (aber nicht immer) suchen die BSL hierzu die Beschwerdeführer vor Ort auf, was von den Nachbarn ausdrücklich begrüßt wird. Die Schwelle für Ereignismeldungen durch die Betriebe und die Weiterleitung dieser Meldungen durch den BSL an Notfallmanager, Fachabteilungen und Behörden sei in den vergangenen Jahren deutlich niedriger geworden. Dies spiegelt sich jedoch nicht in den Einsatzzahlen der Werkfeuerwehr wieder.

Ab einer definierten Ereignisschwere alarmiert der BSL die **Notfallmanager**. Für diesen Dienst stehen insgesamt ca. 60 leitende Mitarbeiter bzw. Mitarbeiterinnen zur Verfügung. Die Notfallmanager müssen länger als 6 Monate in der Raffinerie tätig sein und max. 30 Minuten Anfahrzeit zur Raffinerie haben. Sie erhalten eine 1-tägige Ausbildung vor dem 1. Dienst sowie ein Medientraining. Zusätzlich findet wöchentlich eine 1-stündige Schulung für die jeweils diensttuenden Notfallmanager statt. Jährlich soll eine Stabsübung stattfinden, die wegen gehäufter Ereignisse (ca. 15 Einsätze für Notfallmanager pro Jahr) aber „auch schon entfallen kann“. Jeweils 3 Notfallmanager haben Rufbereitschaft. Dieses „Notfallmanager-Team“ ist im Rahmen eines Alarmfalles innerhalb der Rheinland Raffinerie für alle übergeordneten Aufgaben und Entscheidungen zuständig. Das Team ist gemäß Störfallverordnung "mit der Begrenzung der Auswirkungen von Störfällen" beauftragt, hat über die Information der betroffenen internen Stellen und der zuständigen Behörden zu entscheiden, sofern diese nicht nach festen Vorgaben verständigt werden, und vertritt im Alarmfall die Rheinland Raffinerie nach außen hin. Ein Mitglied des Notfallmanager-Teams (A1 – Funktion) fungiert als „Raffinerieleiter von Dienst“ und ist u.a. zuständig für die Öffentlichkeitsarbeit, was in dem o.g. Medientraining besonders berücksichtigt wird. Hierin wird es von der Raffinerie-Kommunikation und von Shell Oil Deutschland unterstützt. Das Notfallmanager-Team kann erforderlichenfalls zu einem Einsatzstab Werk erweitert werden mit vergleichbaren Aufgaben und Struktur, aber mehr personellen Ressourcen.

Nachbarn werden im Gefahrenfalle über das öffentliche Sirenenwarnsystem sowie durch Rundfunkdurchsagen gewarnt. Dies erfolgt durch die für die Gefahrenabwehr zuständigen Behörden, die ihrerseits zunächst auf Informationen durch die Rheinland Raffinerie angewiesen sind, insbesondere die Vorabmeldungen nach dem D-System (s.o.). Eine besondere Warnung benachbarter sensibler Objekte (z.B. Flüchtlingsheim, Verbrauchermärkte) oder deren spezifische Schulung für das Verhalten im Gefahrenfall sind nicht vorgesehen. Ein Bürgertelefon ist vorhanden. Bei dem Toluolbrand Anfang 2014 war es gestört, technische Verbesserungen wurden inzwischen vorgenommen. Aktuelle Informationen zu Ereignissen werden auch auf die Homepage der Rheinland Raffinerie gestellt. Nach Ereignissen hat die Rheinland Raffinerie allgemein über die Medien und gezielt entsprechend registrierte Nachbarn über E-Mail informiert. In einigen Fällen wurden Nachbarschaftstreffen organisiert. Über den genannten E-Mail Verteiler werden Nachbarn von der Rheinland Raffinerie auch informiert, wenn auf Grund geplanter Arbeiten mit Belästigungen (Lärm, Gerüche) zu rechnen ist.

In den Interviews mit Nachbarn wurde der Rheinland Raffinerie vorgeworfen, sich nach Ereignissen reaktiv statt proaktiv zu verhalten, „grundsätzlich zu mauern“, keine Fehler zuzugeben, Fragen gar nicht oder nur oberflächlich zu beantworten und nicht ausreichend auf die Sorgen der zum Teil sehr nah an der Raffinerie wohnenden Menschen einzugehen. Dies wurde auch in einer Reihe von Medienbeiträgen thematisiert. Es wurde aber anerkannt, dass man hier seit einiger Zeit ein begrüßenswertes Umdenken feststellt. Bei Beschwerden über („relativ häufige“) Gerüche oder Lärm haben die befragten Nachbarn unterschiedliche Erfahrungen gemacht. Negativ aufgenommen wurden insbesondere telefonische Aussagen („Ferndiagnosen“), es sei sicher ein anderer (nicht genannter) der Verursacher. Ausgesprochen positiv bewertet wurde, wenn ein Mitarbeiter der Raffinerie (z.B. der Betriebs-Schicht-Leiter) zeitnah zu dem Beschwerdeführer vor Ort kam.

Kritisch äußerten sich die befragten Nachbarn und Vertreter von Umweltorganisationen auch über die Bezirksregierung. Das gehäufte Auftreten von Ereignissen als solches und die meist erfolglos gebliebenen Beschwerden über Geruchs- und Lärmbelastungen werden als Schwäche des behördlichen Kontrollsystems oder gar als zu große Nähe zum Betreiber gesehen. Es wurde ferner kritisiert, dass bei verschiedenen öffentlichen Veranstaltungen nach Ereignissen Vertreter der Bezirksregierung nicht erkennbar präsent waren. Mehrfach wurde die Sorge geäußert, dass die Bezirksregierung Einfluss auf die Aussagen dieses Gutachtens nehmen könnte. Hierzu kann von Seiten der Gutachter klargestellt werden, dass dies nicht der Fall war!

6.17.3 Bewertung und Verbesserungsvorschläge

Die technische und personelle Ausstattung der Werkfeuerwehr der Rheinland Raffinerie entspricht den Anforderungen und hat sich bei der Bewältigung von Ereignissen bewährt. Verbesserungspotential gibt es bei der Zusammenarbeit mit den öffentlichen Feuerwehren. Die von diesen z.T. auch öffentlich geäußerte Kritik an der Einstufung der Vorabmeldungen (D-Meldungen) und dem Umfang der während eines Einsatzes übermittelten Informationen bedarf der Klärung in direkten Gesprächen, wie sie zumindest mit der Branddirektion Köln inzwischen stattfinden. Hier wäre ein proaktives Handeln wesentlich besser gewesen. Dies wird für die Zukunft nachdrücklich empfohlen.

Die Alarmierungs- und Gefahrenabwehrpläne der Rheinland Raffinerie für RR Nord und RR Süd entsprechen weitgehend den Anforderungen: Für RR Nord wird empfohlen, zusätzlich zu der inzwischen vereinbarten gegenseitigen Information der öffentlichen Leitstellen die Kreisleitstelle des Rhein-Erft-Kreises auf den Verteiler der Vorabmeldungen (D-Meldungen) zu setzen. Für beide Pläne wird empfohlen, neben dem Großbrand weitere Szenarien mit Auswirkungen außerhalb des Betriebsbereichs aufzunehmen, wie z.B. größere Emissionen von Schwefelwasserstoff und Ammoniak. In unmittelbarer Nachbarschaft zur RR sind verschiedene besonders sensibler Objekte (z.B. Flüchtlingswohnheim, Verbrauchermärkte), für die die öffentliche Gefahrenabwehr zuständig ist. Mit den für die öffentliche Gefahrenabwehr zuständigen Stellen sollte geprüft werden, ob eine gesonderte Warnung dieser Objekte sinnvoll und realisierbar ist. Voraussetzung hierfür ist eine gezielte und regelmäßig wiederholte Schulung der für diese Objekte Verantwortlichen. Eine solche Schulung sollte auch dann durchgeführt werden, wenn die allgemeine Sirenenwarnung als ausreichend angesehen wird. Es sollte ferner geprüft werden, in wie weit die benachbarten, ebenfalls der Störfallverordnung unterliegenden Unternehmen hier mit eingebunden werden können.

Hinsichtlich des Krisenmanagements wird die maßgebliche Einbindung der Betriebs-Schicht-Leiter ausdrücklich begrüßt. Auch die Funktion des Notfallmanager-Teams wird grundsätzlich positiv bewertet. Dies setzt jedoch eine gute Ausbildung und Erfahrung im Krisenmanagement voraus. Beides ist derzeit nicht sichergestellt. Die Ausbildung ist mit einer eintägigen Einführung, einem eintägigen Medientraining (das zum Teil erst nach Beginn des Dienstes erfolgte und bei einigen Notfallmanagern mehr als 4 Jahre zurückliegt) sowie 2-3 einstündigen Schulungen pro Person und Jahr unzureichend. Eine Intensivierung wird nachdrücklich empfohlen. Für den Aufbau der notwendigen Erfahrung und Routine ist die große Zahl der Notfallmanager (rund 60) nicht hilfreich. Es ergeben sich für jeden Notfallmanager nur 2-3 Dienstwochen pro Jahr. Dies ist zur Minimierung der Zusatzbelastung vorteilhaft, erschwert aber die Professionalisierung. Es wird empfohlen, Ausbildung und Training der Notfallmanager insbesondere in der A1-Funktion deutlich zu verbessern. Diese Person nimmt in ihrer Zuständigkeit als „Raffinerieleiter vom Dienst“, Leiter des Notfallmanager-Teams und hinsichtlich der externen Kommunikation Aufgaben wahr, die sich vom Tagesgeschäft in der Regel erheblich unterscheiden, aber für ein erfolgreiches Krisenmanagement von besonderer Bedeutung sind. Hier wird ein hohes Maß an Professionalität gerade auch von den Gefahrenabwehrbehörden und der Öffentlichkeit erwartet. Neben einer Intensivierung von Ausbildung und Training sollte erwogen werden, die Zahl der Notfallmanager im A1 – Dienst zu reduzieren. Dies würde die Erfahrung der Personen in dieser Funktion in der Bewältigung von Ereignissen erhöhen und den Aufwand für Ausbildung und Training begrenzen. Stabsarbeit muss geübt werden, um in Krisensituationen optimal zu funktionieren. Es wird dringend empfohlen, unabhängig von realen Ereignissen mindestens 2-3 Stabsübungen unter realistischen Randbedingungen (auch unangekündigt und außerhalb der regulären Arbeitszeit) pro Jahr durchzuführen.

Die Krisenkommunikation der Rheinland Raffinerie hat in der Vergangenheit nicht den gewünschten Erfolg gehabt, wie im Abschnitt 6.17.2 dargelegt wurde. Die Gutachter und auch einige externe Interviewpartner haben hier in den letzten Monaten ein deutliches Umdenken des Unternehmens festgestellt. Insbesondere die Raffinerieleitung, aber auch die große Mehrheit der befragten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter haben die richtigen Konsequenzen aus dem Druck der Öffentlichkeit und der Behörden gezogen und verstanden, dass gerade bei Ereignissen eine offene und proaktive Kommunikation die einzige Möglichkeit ist, verlorenes Vertrauen wieder herzustellen. Dieses Umdenken muss von der Raffinerieleitung dauerhaft, nachdrücklich und sichtbar gefördert werden. Kommunikation mit der Öffentlichkeit und mit Nachbarn sollte bei Stabsübungen einen besonderen Stellenwert haben. Die Sorgen und Fragen von Nachbarn und Medien müssen bei und nach Ereignissen über eine technisch/naturwissenschaftliche Bewertung hinaus ernst genommen und sorgfältig abgearbeitet werden.

Die Grundlage für ein Vertrauensverhältnis mit Nachbarn und Medien wird ganz wesentlich auch durch den Umgang mit Beschwerden und Anregungen hinsichtlich Lärm und Gerüchen gelegt. Die Praxis einiger Betriebs-Schicht-Leiter, Beschwerdeführer zeitnah persönlich aufzusuchen, sollte weiter gefördert werden. Falls dies in konkreten Fällen nicht möglich ist, sollte dies den Anrufern gegenüber begründet werden. Die Häufung von Chemie- und Mineralölunternehmen im Kölner Süden kann es im Einzelfall schwierig machen, den Verursacher von Emissionen zeitnah festzustellen. Durch die Häufung von Ereignissen in den vergangenen Jahren ist die Rheinland Raffinerie für viele Nachbarn bei Emissionen der „1. Verdächtige“ und damit Ansprechpartner geworden. Als Teil der Bemühungen, verloren gegangenes Vertrauen wieder herzustellen, sollte die Rheinland Raffinerie keinesfalls

Beschwerdeführer an andere Werke verweisen, sondern sich selbst aktiv um eine Ermittlung potentieller Verursacher bemühen. Es wird empfohlen, mit den benachbarten Unternehmen Strukturen aufzubauen, um auf Nachbarschaftsbeschwerden rasch gemeinsam und abgestimmt reagieren zu können. Für die eigenen Betriebsbereiche sollte die Rheinland Raffinerie prüfen, ob für die begrenzte Zahl der für Nachbarschaftsbeschwerden verantwortlichen Stoffe Messstellen mit Alarmgebung eingerichtet werden können. Dies würde erheblich zur Verbesserung des Verhältnisses zu den Nachbarn beitragen und könnte auch für die Gefahrenabwehr und Warnung genutzt werden.

In der nachfolgenden Tabelle sind für diesen Arbeitspunkt als Ergebnis der Überprüfung die folgenden Empfehlungen zusammengefasst.

Tabelle 20: Verbesserungsvorschläge zum Kommunikations-/Krisenmanagement einschließlich des Alarmmanagements und zu der Zusammenarbeit der Werkfeuerwehr mit anderen Feuerwehren

Empfehlungen (E) zu Arbeitspunkt 17:	
17E1	**Verbesserung der Kontakte zu den öffentlichen Feuerwehren** Der Informationsfluss bei verschiedenen Ereignissen entsprach nicht den Erwartungen der öffentlichen Feuerwehren. Die Kontakte zu den öffentlichen Feuerwehren und Gefahrenabwehrbehörden sollten daher über die bereits hinsichtlich der Berufsfeuerwehr Köln ergriffenen Maßnahmen hinaus intensiviert werden.
17E2	**Berücksichtigung weiterer Szenarien in den Alarmierungs- und Gefahrenabwehrplänen** In den Alarmierungs- und Gefahrenabwehrplänen RR Nord und RR Süd ist der Großbrand als einziges Szenario mit Auswirkungen außerhalb des Betriebsbereichs abgehandelt. Es wird empfohlen, weitere Szenarien wie z.B. größere Emissionen von Schwefelwasserstoff und Ammoniak ebenfalls aufzunehmen.
17E3	**Einbindung besonders sensibler Objekte in Ergänzung zu der Nachbarschaftsinformation in die Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation** In der unmittelbaren Nachbarschaft der Rheinland Raffinerie sind verschiedene besonders sensible Objekte (z.B. Flüchtlingswohnheim, Verbrauchermärkte). Wenngleich für deren Warnung die öffentliche Gefahrenabwehr zuständig ist, wird empfohlen, dass die RR mit der öffentlichen Gefahrenabwehr und ggf. den benachbarten Unternehmen eine Prüfung initiiert, ob eine spezifische Einbindung dieser sensiblen Objekte in die Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation der RR (ggf. auch anderer Unternehmen) sinnvoll ist (z.B. Warnung, Schulung).
17E4	**Professionalisierung der Notfallmanager** Für eine professionelle Reaktion auf gravierendere Ereignisse sind die RR - Notfallmanager insbesondere in der A1-Funktion von besonderer Bedeutung. Deren Ausbildung und Training sollte intensiviert und die Häufigkeit von Stabsübungen erhöht werden.
17E5	**Verbesserungen der Krisenkommunikation ausbauen und stabilisieren** Die Krisenkommunikation der Rheinland Raffinerie ist bei den Ereignissen der letzten Jahre erheblich kritisiert worden. Die aktuell erkennbare Änderung der Krisenkommunikation (offener, proaktiver) muss fester Bestandteil der Unternehmenskultur werden. Dieses Umdenken muss von der Raffinerieleitung dauerhaft, nachdrücklich und sichtbar gefördert werden.

Empfehlungen (E) zu Arbeitspunkt 17:	
17E6	**Bearbeitung von Nachbarschaftsbeschwerden weiter verbessern** Die Grundlage für ein Vertrauensverhältnis mit Nachbarn und Medien wird ganz wesentlich auch durch den Umgang mit Beschwerden und Anregungen hinsichtlich Lärm und Gerüchen gelegt. Hier gibt es nach überwiegender Auffassung der Nachbarn erheblichen Verbesserungsbedarf. Die Praxis einiger Betriebs-Schicht-Leiter, Beschwerdeführer zeitnah persönlich aufzusuchen, sollte weiter gefördert werden. Falls dies nicht möglich ist, sollte dies den Anrufern gegenüber begründet werden. Es wird empfohlen, mit den benachbarten Unternehmen Strukturen aufzubauen, um auf Nachbarschaftsbeschwerden rasch gemeinsam und abgestimmt reagieren zu können. Für die eigenen Betriebsbereiche sollte die Rheinland Raffinerie prüfen, ob für die begrenzte Zahl der für Nachbarschaftsbeschwerden verantwortlichen Stoffe Messstellen mit Alarmgebung eingerichtet werden können.

6.18 Sicherheitskultur

Die Gutachter haben im Rahmen der Überprüfung des Sicherheitsmanagementsystems der Shell Rheinland Raffinerie keine umfassende Überprüfung der Sicherheitskultur vorgenommen. Im Zusammenhang mit den Untersuchungen wurden jedoch einige Aspekte erkannt, die Hinweise auf die Sicherheitskultur im Unternehmen geben bzw. eine besondere Herausforderung für die Weiterentwicklung der Sicherheitskultur darstellen. Diese Aspekte sind im Folgenden zusammengestellt:

Sicherheitskultur wird nicht alleine durch die Organisation des Betreibers sondern auch durch das Zusammenspiel mit weiteren i. S. d. Anlagensicherheit Beteiligten (Stakeholder wie Behörden, Gutachter, Öffentlichkeit, Verbände) geprägt. Alle Beteiligten müssen dazu Bereitschaft und Engagement zeigen und einen Beitrag leisten. Shell kommt eine besondere Verantwortung bei der aktiven Gestaltung dieses Prozesses zu.

Die Tatsache, dass zahlreiche Änderungen und Projekte erst durch den Druck von Ereignissen und aufgrund der Reaktionen der Behörden und der Öffentlichkeit angestoßen wurden, lässt vermuten, dass es in der Vergangenheit Defizite hinsichtlich der Sicherheitskultur gab. In den letzten Jahren hat Shell aus den Ereignissen gelernt. Die Gutachter haben bei ihren Gesprächen in der Rheinland Raffinerie ein hohes Niveau bezogen auf die Sicherheitskultur vorgefunden. Das obere Management, insbesondere das SLT, zeigt ein starkes Engagement hinsichtlich aller Fragen der Sicherheit und des Umweltschutzes. Es wird eine wesentliche Herausforderung für das SLT sein, diesen Kulturwandel auch nach dem Nachlassen des externen Drucks aufrecht zu erhalten.

Die RR Nord und RR Süd haben eine unterschiedliche Historie. Die RR Nord war von Beginn an ein Shell-Unternehmen. Die RR Süd war viele Jahre Teil deutscher Unternehmen, bevor sie vor etwa 10 Jahren von Shell übernommen wurde. Es war eine Herausforderung für das Management, diese beiden Kulturen zusammenzuführen, um eine gemeinsame Sicherheitskultur zu entwickeln. Wesentliche Unterschiede konnten die Gutachter im Rahmen ihrer Überprüfung nicht mehr feststellen.

Im Management der Raffinerie lassen sich Zielkonflikte zwischen Wirtschaftlichkeit und Sicherheit nicht vermeiden. Es ist eine typische Daueraufgabe für das Führungspersonal, solche Interessenkonflikte auf allen Ebenen der Organisation klar zu adressieren und im jeweiligen Zuständigkeitsbereich Entscheidungen zu honorieren, in denen der Sicherheit Priorität eingeräumt wird. Auf diese Aufgabe ist auch zukünftig entsprechende Aufmerksamkeit zu richten.

Das Thema Arbeitssicherheit hat in der RR einen hohen Stellenwert und ist aufgrund der stetigen Entwicklung durch viele Initiativen schon seit längerer Zeit sehr präsent (z.B. Life Saving Rules, Safety Center, Goal Zero, 4W Vor Ort). Das Thema Prozess- und Anlagensicherheit hat in der Mineralölindustrie generell vor allem seit dem Unfall von Texas City 2005 besondere Priorität erhalten. Im dokumentierten Managementsystem ist die gleichwertige Bedeutung noch nicht durchgängig ablesbar.

Es ist eine weltweite Erfahrung, dass das Risiko kleinerer Leckagen bei Raffinerien sehr hoch ist. Auch in der RR sind kleinere Leckagen wiederholt aufgetreten. Es bedarf eines ausgeprägten Umwelt- und Sicherheitsbewusstseins und einer sorgfältigen Sensibilisierung der Belegschaft, dass auch vermeintlich unbedeutende Ereignisse nicht als Routinefälle akzeptiert werden.

In Deutschland ist das Umweltbewusstsein in der Bevölkerung stärker ausgeprägt als in vielen anderen Ländern. Deutsche Standorte nehmen daher in globalen Konzernen eine Sonderstellung ein. Auch in der Umgebung der Shell RR werden das Auftreten von Ereignissen und das Verhalten des Betreibers in solchen Fällen besonders sorgfältig beobachtet und kritisch beurteilt. Um den damit verbundenen Erwartungen gerecht zu werden, kann es notwendig sein, über die Vorgaben im internationalen Regelwerk hinauszugehen. Dies bedeutet auch, dass es mitunter nicht ausreicht, globale Standards unverändert zu übernehmen.

Eine gute Sicherheitskultur zeichnet sich auch dadurch aus, dass Fortschritte der Sicherheitstechnik systematisch verfolgt und so weit wie möglich und technisch sinnvoll umgesetzt werden. Dies kann an technische und wirtschaftliche Grenzen stoßen, weshalb das Regelwerk in vielen Fällen für bestehende Anlagen Bestandschutz gewährt. Hiervon hat Shell z.B. bei der Kerosinleitung, bei der es zu der Leckage mit den bekannten Konsequenzen kam, Gebrauch gemacht. Dieser Schaden hätte bei einer Ausführung des Korrosionsschutzes und der Leckageüberwachung mit den heutigen technischen Möglichkeiten auf wesentlich kleinere freigesetzte Stoffmengen begrenzt werden können. Unbeschadet einer rechtlichen Bewertung sollten bei der Entscheidung über die Inanspruchnahme bzw. Gewährung von Bestandsschutz auch das Risiko von Schadensereignissen mit großen Auswirkungen berücksichtigt und auf Basis einer Risikobetrachtung dort wo notwendig Maßnahmen zur Heranführung an den Stand der Technik vereinbart werden. Diese Feststellung betrifft nicht nur den Betreiber sondern auch die Behörden, die grundsätzlich durch nachträgliche Anordnungen gemäß § 17 BlmSchG / §100 WHG eine Anpassung an den Stand der Technik unter Beachtung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit auch für bestehende Anlagen fordern können. Dies hat Shell durch das Projekt „Nordtrasse“ aufgegriffen. Hierdurch werden in den kommenden Jahren alle in der „Nordtrasse“ noch unterirdisch und einwandig verlegten Rohrleitungen, die wassergefährdende Stoffen enthalten, oberirdisch verlegt.

Shell verfügt über ein sehr umfassendes Managementsystem mit großer Regelungstiefe, das als Reaktion auf die Ereignisse noch weiter ausgebaut wurde. Der Nutzen des Sicherheitsmanagementsystems für den Erhalt des Sicherheitsniveaus wird nicht in Frage gestellt. Ein komplexes System erfordert aber auch angemessene personelle und finanzielle Ressourcen, um dessen Akzeptanz und Wirksamkeit langfristig aufrecht zu erhalten.

Die Anforderungen der StörfallV werden mit einer Vielzahl von Prozessen umgesetzt, die nicht ohne Wechselwirkungen verwirklicht werden können. Dabei ist eine sorgfältige Verzahnung notwendig.

In einigen Fällen ist in der RR die Schwierigkeit bei der Implementierung von globalen SHELL-Prozessen erkennbar (wie beispielsweise im HEMP-Prozess zum durchgängigen Risikomanagement oder bei der Formalisierung des Greenbanding-Prozesses zum Kontraktorenmanagement). Es existieren sehr viele Prozesse und formale Vorgaben, die nur durch ein stringentes Vorleben durch die Führungskräfte sinnvoll implementiert und flächendeckend umgesetzt und aufrecht erhalten werden können, wo in einzelnen Bereichen noch Optimierungsmöglichkeiten gesehen werden:

- Inkonsistenzen in der Zielstellung,
- mangelnde Transparenz bei den Entscheidungen über durchzuführende Projekte / Änderungen,
- teilweise formal fehlende Freigaben im Änderungsmanagement,
- unklare Meldeschwelle mit Blick auf (Beinahe-) Ereignisse und z.B.
- bei der Prüfung des Verriegelungs- und Brückenbuches (unterschiedliche Prüftiefe) .

Generell ist die Nutzung der Risikomatrix in verschiedenen Vorschriften vorgegeben und auch durch die globalen SHELL-Vorschriften als Kerninstrument der Sicherheitstechnik definiert. Es zeigte sich aber, dass verschiedene Versionen dieses zentralen Instrumentes „RAM“ existieren (Achsen von Häufigkeiten und Konsequenzen sind vertauscht; Farbgebung ist unterschiedlich (rot, gelb, grün / rot, gelb, blau). Die Nutzung der RAM verläuft darüber hinaus nicht durchgängig in den dafür vorgesehenen Prozessen.

Die strategische Zielstellung, möglichst wenig LOPCs („Loss of primary Containment“, Stofffreisetzungen) in der RR zu haben, sowie eine quantitativ messbare Zielgröße (LOPCs pro PU) sind ein essentielles Element der Sicherheitskultur. Sie existieren zwar, sind aber nicht konsistent vorgegeben. So existieren zwar Ziele je PU und ein Gesamtziel der RR, jedoch ist die Summe der Einzelziele je PU größer als das Gesamtziel der RR.

Gefahrenanalysen als ein weiteres wichtiges Element der Sicherheitskultur werden in der RR durchgeführt. In verschiedenen Interviews hatten die Gutachter jedoch den Eindruck, dass sie primär als Erfüllung der gesetzlichen Auflagen (Störfallverordnung) angesehen werden. Der Nutzen der Analyse ist zwar auch in den Betrieben sichtbar, die Fokussierung auf Anlagen mit Gefahrenstoffen oberhalb der Meldeschwelle sowie die nicht konsistente Verknüpfung zu den Anschlussprozessen Safeguarding Memorandum (Auslegung von Druckentlastungseinrichtungen) sowie IPF-Studie (Festlegung der Zuverlässigkeit für Sicherheitsabschaltungen) führt jedoch dazu, dass kein durchgängig transparenter Prozess vorliegt. Ein Verweis auf die Gefahrenanalysen findet sich auch in verschiedenen PGUTs (Technische Änderungsanträge). Sicherheitsanalysen sind hier vielfach gefordert, allerdings lassen diese sich aus dem PGUT heraus nicht nachvollziehen. Im Rahmen der externen Ereignisauswertung mittels §29a Sachverständigengutachten wurde die Nutzung der Gefahrenanalysen als erste Informationsquelle zu den in der RR betrachteten möglichen Störungen und der vorgesehenen Sicherheitsmaßnahmen ebenfalls in keinem Fall vorgefunden. Eine weitere Schnittstelle der Gefahrenanalysen ist in der Instandhaltung zu erkennen, wo die RCM (Reliability Centered Maintenance) mit dem Ziel durchgeführt wird, zuverlässigere und sicherere Anlagen zu erhalten. Werden allerdings Risiken für Personen im Rahmen der Analyse aufgedeckt, so wird auf die parallel verlaufenden Gefahrenanalysen verwiesen. Da allerdings RCM für alle Anlagenteile und Gefahrenanalysen (ROGA) nur für diejenigen Anlagenteile die der Störfallverordnung unterliegen durchgeführt werden, ergibt sich zwangsweise eine Reihe von Risiken, die methodisch durch den definierten Prozess nicht abgedeckt sind.

Fazit

Die Prozesse im Sicherheitsmanagementsystem der RR sind grundsätzlich geeignet, den sicheren Betrieb der Raffinerie zu unterstützen. Damit Prozesse in der RR den erwarteten Nutzen erbringen, ist neben der klaren Definition der Prozesse selbst, die Ausgestaltung der Schnittstellen ineinander greifender Prozesse sowie das konsequente Vorleben der Prozesse durch Prozesseigner und Führungskräfte ganz wesentlich.

Die Sicherheitskultur ist auch eine Frage der Haltung des Führungspersonals und der Mitarbeiter, die kontinuierliche Aufmerksamkeit erfordert. Dazu ist die Sensibilität für die Anlagensicherheit und umweltrelevante Ereignisse zu fördern, z.B. durch Vorbildfunktion des Führungspersonals und Anerkennung sicherheitsorientierten Handelns und Verhaltens auf allen Ebenen der Organisation sowie ein klares Bekenntnis zum Vorrang der Sicherheit in der Kommunikation nach außen.

Die erhöhte Sensibilisierung als Konsequenz der Ereignisse hat bereits zu einer deutlich stabileren Sicherheitskultur geführt und ist eine gute Voraussetzung für weitere Verbesserungen.

7 Zusammenfassung und Auflistung der Verbesserungsvorschläge

In diesem Kapitel wird auf die Zusammenfassung in Kapitel 1 verwiesen. Darüber hinaus finden sich in der nachfolgenden Tabelle alle Empfehlungen dieses Gutachtens.

Tabelle 21: Zusammenfassung der Empfehlungen aus den Detailkapiteln 6.1 bis 6.18

Nr.	Empfehlungen (E)
1E1	**Parallele Fortschreibung der Sicherheitsberichte (Sicherheitsmanagementsystem)** Das Managementsystem gilt für alle Betriebsbereiche der Shell RR in gleicher Weise. Infolge unterschiedlicher Revisionsstände der Sicherheitsberichte (allgemeiner Teil) kann im Hinblick auf die Darstellung des Konzepts zur Verhinderung von Störfällen und des Sicherheitsmanagementsystems für die beiden Raffinerieteile ein inkonsistentes Bild vermittelt werden. Es sollten daher Möglichkeiten geprüft werden, auch außerhalb der regulären Überprüfungszyklen, Fortschreibungen, die das allgemeine Managementsystem betreffen, parallel in beide Sicherheitsberichte (RR-Nord und RR-Süd) einzupflegen.
1E2	**Integration von Shell-Prozessen in den Sicherheitsberichten** Das in den Sicherheitsberichten beschriebene Sicherheitsmanagementsystem deckt nicht in allen Teilbereichen die vorgefundene Praxis ab (z. B. HEMP-Prozess zum Risikomanagement, Ereignisauswertung und Erfahrungsaustausch). Organisatorische Änderungen die das Sicherheitsmanagement betreffen, sollten gemäß ihrer sicherheitstechnischen Bedeutung in die Darstellung aufgenommen werden. Verknüpfungen mit globalen Shell-Prozessen sollten systematisch in die Dokumentation des Sicherheitsmanagementsystems (Darstellung im Sicherheitsbericht; Prozessbeschreibungen / Anweisungen) aufgenommen werden.
1E3	**Vorbereitung der ROGA-Sitzungen optimieren** Die Gefahrenanalyse wird vom ROGA-Moderator umfänglich vorbereitet (inklusive Szenarien, Auswirkungen, Risikoeinstufung, Sicherheitsmaßnahmen und Zuverlässigkeitsklassen). Die Ergebnisse der Vorbereitung werden in den ROGA-Sitzungen diskutiert und wenn notwendig angepasst. Die Gefahr bei einer so umfangreichen Vorbereitung und Vorformulierung ist, dass die Teilnehmer der ROGA-Sitzung die vorhandenen Beschreibungen nur noch bestätigen und sich nicht in der geforderten Detailtiefe in die Szenarien und ihre Auswirkungen hineindenken. Die Art und Weise wie die ROGA-Methodik durchgeführt wird, sollte daher überdacht und ggfs. angepasst werden, um sicherzustellen, dass Szenarien, die zu einem Schadensereignis führen können, vollständig und mit ihrer finalen Ursache beschrieben sind. Eine Möglichkeit wäre beispielsweise die Vorbereitungen so zu beschränken, dass Risikoklassen, Sicherheitsmaßnahmen und Zuverlässigkeitsklassen nicht vordefiniert werden, sondern während der Analyse im Team erarbeitet werden. Damit würde jeder Teilnehmer noch aktiver das Sicherheitssystem überdenken.

Nr.	Empfehlungen (E)
1E4	**Ableitung von SIL Klassen für PLT Schutzeinrichtungen konsistent vorbereiten** Für die Ableitung von SIL-Klassen sollte eine einheitliche Methodik verwendet werden. Das aktuelle Nebeneinander aus Risikographen-Methode (ROGA) und LOPA-Ansatz (IPF-Studie) muss konsistent verbunden werden. Die Schnittstelle ist so auszugestalten, dass methodische Fehler sowie Fehler bei der Übertragung von Inhalten minimiert werden. Zudem sollten die in der ROGA definierten Sicherheitsmaßnahmen (z.B. Alarme mit definierter Handlung durch den Anlagenfahrer) als Barrieren in die SIL-Einstufung aufgenommen werden, nachdem das IPF-Team überdacht hat, ob die Barriere das Szenario tatsächlich verhindern kann und dass sie unabhängig von den anderen vorhandenen Barrieren ist. Sollten zudem neben detaillierten Szenarien als Ursache für ein IPF noch pauschale Szenarien in der ROGA bestehen, so ist durch das IPF-Team sicher zu stellen, dass alle möglichen Ursachen für das betreffende Szenario in die IPF-Studie einbezogen werden. Dabei sind auch die vor- bzw. nachgeschalteten Anlagenteile zu berücksichtigen.
1E5	**Inhalt des Safeguarding Memorandum mit den Gefahrenanalysen abstimmen** Aktuell beinhaltet das Safeguarding Memorandum (SM) mehrere Informationen, die lediglich redundant wiedergegeben werden (z.B. sicherheitskritische Elemente). Die eigentliche interne Funktion des SM ist jedoch die Auslegung von Druckentlastungseinrichtungen. Der Umfang des SM ist klar zu definieren (z.B. als Pressure Hazard Analysis) und in das Gesamtsystem ROGA, IPF, SM stimmig zu integrieren.
1E6	**Umfang der Gefahrenanalyse erweitern** In der RR werden in der Regel ausschließlich solche Anlagen mit Hilfe der ROGA-Methodik betrachtet, die unter die Störfallverordnung fallen, d.h. Anlagen zur Bereitstellung von Hilfsmedien (z.B. Strom, Wärme, Stickstoff, Dampf oder Instrumentenluft) werden nicht standardmäßig analysiert. Eine Störung in einer solchen Anlage kann unter Umständen Konsequenzen in einer nachgeschalteten Anlage haben. Anlagen, in denen Hilfsmedien bereitgestellt werden, sollten daher hinsichtlich der Gefahren für nachgeschaltete Anlagen analysiert werden, um auch in diesen Anlagen bereits geeignete Sicherheitsmaßnahmen zur Verhinderung dieser Szenarien abzuleiten. Eine vollständige Analyse der vorliegenden Gefahren bzw. der ausreichenden Absicherung vor dem Ausfall dieser Systeme würde sowohl den Aspekt der Anlagenverfügbarkeit abdecken als auch das Ansehen der ROGA als Werkzeug des HEMP Prozesses (umfassender Risikoanalyseprozess) stärken. Darüber hinaus werden Störungen in einer Anlage, die sicherheitsrelevante Auswirkungen in einer nachfolgenden Anlage haben können, nicht oder nur unvollständig betrachtet. Die Untersuchungen dieser Auswirkungen ist beim hohen Vernetzungsgrad der verschiedenen Anlagen der RR dringend erforderlich und sollte im Rahmen der Aktualisierung der Sicherheitsberichte möglichst umgehend nachgeholt werden.

Nr.	Empfehlungen (E)
2E1	**Besonderen Stellenwert der Sicherheit hervorheben** In der Unternehmenspolitik und den Managementgrundsätzen wird Anlagensicherheit als Teil des Umweltschutzes verstanden. Der besondere Stellenwert der Anlagensicherheit sollte dadurch zum Ausdruck kommen, dass sie konsequent als eigenständiges Ziel im Managementsystem ausgewiesen wird. Das Managementsystem verfolgt unterschiedliche und teilweise konkurrierende Ziele. In Zweifelsfällen sollte bei der Abwägung unterschiedlicher Entscheidungsoptionen der Sicherheit Vorrang gegeben werden. Dieser Grundsatz sollte durch eine geeignete Formulierung in der Unternehmenspolitik hervorgehoben und in die darauf aufbauenden Dokumente übernommen werden. Die Empfehlungen können beispielsweise dadurch umgesetzt werden, dass „Anlagensicherheit“ als eigenständiges Ziel und der „Vorrang der Sicherheit“ explizit in den Grundsätzen des Managementsystems und im Konzept zur Verhinderung von Störfällen genannt werden.
2E2	**Vorgaben vollständig erfassen und zentral verwalten** In einigen Bereichen werden bei der Abwicklung bestimmter Tätigkeiten neben den Arbeitsanweisungen auch individuell erstellte Vorgaben herangezogen. Im Sicherheitsmanagementsystem sollten für die dort geregelten Aufgaben grundsätzlich alle maßgeblichen Vorgaben bekannt sein und nach einheitlichen Verfahren verwaltet werden. Unter Berücksichtigung der betrieblichen Praxis sollte geprüft werden, ob im Einzelfall zusätzliche mitgeltende Dokumente in die Anweisungen aufzunehmen sind. Sofern daraufhin ein weitergehender Regelungsbedarf erkennbar ist, sollte geprüft werden ob bestehende Anweisungen zu erweitern sind.
2E3	**Detaillierungsgrad der Werksanweisungen vereinheitlichen** Die Werksanweisungen können im Detaillierungsgrad sehr unterschiedlich sein. Es sollte einerseits auf eine einheitliche und am Bedarf der Anwender orientierte Detaillierung der Werksanweisungen geachtet werden, andererseits sollte die Detaillierung aber auch den Detailforderungen des jeweiligen Prozesses genügen. Der Rückfluss aus der Praxis könnte dadurch weiter intensiviert werden, dass Rückmeldungen aktiv eingeholt werden, z. B. durch regelmäßige Nachfrage im Rahmen der Besprechungen, Einweisungen oder Schulungen.
2E4	**Best-Practice zur Informationslenkung in der Praxis kommunizieren** Die Komplexität des Regelungssystems kann zu einer Belastung führen und die effiziente Abwicklung von Aufgaben erschweren. In der Praxis bewährte Vorgehensweisen zur Informationslenkung in den Betriebe (Bsp. WIKI) sollten im Sinne einer „best practice“ raffinerieweit kommuniziert und durch das Management unterstützt werden.
2E5	**Verbindlichkeit der in den Anweisungen mitgeltenden Dokumente angeben** In den Verfahrens- und Werksanweisungen sind auch die jeweils mitgeltenden Dokumente genannt. Die VA-1-002 sollte dahingehend umgesetzt werden, dass zum einen alle mitgeltenden Dokumente genannt werden und zum anderen bei der Auflistung der mitgeltenden Dokumente auch deren Verbindlichkeit jeweils angegeben ist.
2E6	**Anwendung der RAM bei der Einstufung von Auditergebnissen** Nach VA-1-006 soll die Risikomatrix (RAM) auch für die Einstufung der Auditergebnisse eingesetzt werden. Die in der RAM verwendeten Kriterien sind jedoch nicht unmittelbar auf die Ergebnisse von Audits anwendbar. Für eine Anwendung der RAM bei der Einstufung der Auditergebnissen müssten zusätzliche Kriterien entsprechend dem Rating der Audit Findings nach VA-1-005 aufgenommen werden. Andernfalls müsste das Rating der Audit-Findings systematisch von der Bewertung im RAM-Prozess getrennt werden.

Nr.	Empfehlungen (E)
2E7	**Entwicklung von Indikatoren zur Überwachung des Managementsystems** Zur nachhaltigen Weiterentwicklung des Sicherheitskonzepts sollte im Managementprozess in Zukunft verstärkt auf die Entwicklung von „Leading Indicators“, die im Vorfeld von drohenden Ereignissen wirksam sind, geachtet werden. Die Indikatoren müssen an das Sicherheitskonzept und die besonderen Gegebenheiten der Raffinerie angepasst sein.
3E1	**Revisionsprozess rechtzeitig einleiten und steuern** Die Anweisungen im Managementsystem werden einem regelmäßigen Revisionsprozess unterzogen. Die dafür festgelegten Zeitpunkte werden in Einzelfällen überschritten. Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass nur die entsprechend der Vorgaben des Dokumentationssystems aktuellen Anweisungen im Dokumentationssystem bereitgestellt werden. Die Gültigkeit muss auch in dieser Hinsicht eindeutig definiert sein. Durch eine konsequentere Steuerung und Überwachung sollte sichergestellt werden, dass der Revisionsprozess rechtzeitig eingeleitet und abgeschlossen wird. Dafür notwendige Kapazitäten sind frühzeitig einzuplanen.
4E1	**Unabhängigkeit der Untersuchungen nach §29a BImSchG sicherstellen** Im Sinne einer möglichst unabhängigen gutachterlichen Überprüfung durch externe Sachverständige bei Untersuchungen nach §29a BImSchG ist zu empfehlen, dass neben dem TÜV Rheinland verstärkt auch auf andere Gutachter bzw. Gutachterorganisationen zurückgegriffen wird bzw. in jedem Fall die Unabhängigkeit der Sachverständigen durch geeignete Prozesse gewährleistet wird.
4E2	**Erkenntnisse aus Untersuchungen nach §29a BImSchG nutzen** Die Erkenntnisse aus Untersuchungen nach §29a BImSchG sollten systematisch erfasst (z. B. durch Eintrag in die internen FIM/FAM Systeme) und für das Lernen aus Ereignissen (z. B. zur Identifizierung gemeinsamer Ursachenkategorien) genutzt werden.
4E3	**Mindestanforderungen an Untersuchungen nach §29a BImSchG festlegen** Es sollten durch die RR Mindestanforderungen an Untersuchungen nach §29a BImSchG gestellt werden, um die interne Nutzung besser vorzubereiten und die Shell Anforderungen an Ereignisuntersuchungen auch im Rahmen dieser Gutachten zu gewährleisten.
6E1	**Prozess zur „Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik“ entwickeln** Es sollte ein Prozess eingeführt werden, der alle Schritte zur Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik aufgrund gesetzlicher Vorgaben, technischer Regelwerke und sonstiger Erkenntnisquellen zusammenfasst. Darin sind neben dem bereits vorhandenen Verfahren zur systematischen Nachverfolgung des Standes der Technik auch die Vorgänge zur Bewertung der Änderungen im Hinblick auf den Umsetzungsbedarf in der Rheinland Raffinerie sowie zur Festlegung und Realisierung der erforderlichen Maßnahmen einzubeziehen. Für Teilaufgaben des Prozesses sind bereits Systeme im Managementsystem vorhanden. Im Hinblick auf den Gesamtprozess „Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik“ ist eine bessere Verzahnung ist notwendig. Der Prozess sollte so gestaltet und dokumentiert sein, dass er eine Überwachung und Steuerung durch das Management ermöglicht.

Nr.	Empfehlungen (E)
7E1	**Anwendung der RAM Einstufung im PGU-T prüfen** Die vorgeschriebene RAM-Einstufung bei technischen Änderungen ist bei den PGU-Ts nicht immer dokumentiert. Es ist zu überprüfen, ob die RAM-Einstufung im PGU-T einen Informationsmehrwert für den Anwender schafft. Sofern die RAM-Einstufung im PGU-T Verfahren flächendeckend eingesetzt werden soll, sollten auch feste Aktionen mit einer bestimmten RAM verbunden werden (z.B. automatische Anforderung einer Risikoanalyse oder hinzuziehen von QHSE-Expertise bei Überschreiten eines zuvor festgelegten Risikos). Die aktuelle RAM Einstufung könnte durch eine kurze Beschreibung der Problemstellung bzw. des Grundes für das PGU-T ersetzt werden, um dem Anwender ein besseres Verständnis für die Wichtigkeit des PGU-Ts zu schaffen. Darüber hinaus sollte die RAM-Einstufung im vorgeschalteten Asset-Masterplan einheitlich durchgeführt werden, um neben den Projektkosten eine weitere transparente und vergleichbare Entscheidungsgrundlage für oder gegen die Durchführung von Projekten und die Anforderung von zusätzlichem Budget zu haben.
7E2	**Bezugsquellen für Technische Regeln bekannt machen** Die Verteilung von neuen technischen Regeln und die Bezugsquellen (z.B. Perinorm, etc.) ist zwar in der WA-1-040C geregelt. Aktuell ist die Sicherstellung des neuesten Sicherheitsstandards allerdings abhängig von dem am PGU-T beteiligten Fachabteilungspersonal. Das Bewusstsein für die systematische Nutzung von Technischen Regeln im Rahmen des PGU-T sowie deren möglichen Bezugsquellen gem. WA-1-040C sollte verbessert werden.
7E3	**PGU-T Dokumentation vereinheitlichen** Die Bearbeitung des PGU-T-Formblatts erfolgt sehr unterschiedlich, sodass eine einheitliche Dokumentation noch nicht hundertprozentig sichergestellt ist. Einige Pflichtfelder des PGU-T Formblatts werden nicht immer ausgefüllt bzw. es existieren händische Nachträge. Eine kurze Anmerkung auf dem PGU-T-Formblatt, warum bestimmte Felder nicht ausgefüllt wurden, würde die Transparenz und Nachvollziehbarkeit verbessern. Zusätzlich sollten Randnotizen neben dem Formblatt stets mit Datum, Abteilung und Unterschrift kenntlich gemacht werden.
7E4	**Risikoanalysen im Rahmen des PGU-T Wesens vereinheitlichen** Die Durchführung einer zusätzlichen Risikoanalyse erfolgt im Rahmen eines PGU-Ts nicht einheitlich. Mit Hilfe des PGU-Ts ist nicht nachvollziehbar, wie die geforderte Risikoanalyse durchgeführt wurde und zu welchen Ergebnis sie geführt hat. Die Risikoanalyse sollte zudem durch den zuständigen Projektverantwortlichen formal zur Kenntnis genommen werden. Die ROGA als zentrales Dokument für die Gefahrenanalyse sollte dabei konsequent genutzt werden.
7E5	**Konsequenteres Einhalten der internen Vorgaben** Nach Fertigstellung des Designs und Start der Prüfung durch die definierten Fachabteilungen läuft der PGU-T als Prozess auf der operativen Ebene ohne „Haltepunkte“ durch. Es ist daher essentiell, dass die Führungskräfte im PGU-T diesen vollständig und detailliert „vorleben“, um ihn robuster gegen Fehler im Prozessablauf zu machen. Dazu gehören insbesondere die eigenen Freigaben der Änderungen sowie das Einfordern der korrekten und nachvollziehbaren Freigaben der einzelnen Fachabteilungen. Es muss zudem durch die Führung im Prozess sichergestellt werden, dass eine konsistente Projektdefinition vorliegt (teilweise waren einzelne PGU-Ts in verschiedenen Anhängen mit unterschiedlichen Inhalten definiert).

Nr.	Empfehlungen (E)
7E6	**Dokumentenlenkung optimieren** Das aktuelle PGU-T-Formblatt wird dem Anwender per Mail bekannt gemacht und muss dann auf dem eigenen Laufwerk abgespeichert werden. Es kann daher vorkommen, dass veraltete PGU-T-Formblätter für den Umlauf genutzt werden, wenn die Aktualisierung beispielsweise übersehen wurde. Es ist zu prüfen, ob das Dokumentenlenkungssystem die Nutzung des Formblattes in der letzten Revisionsfassung sicherstellt.
8E1	**Umgang mit Shell Policy zum Führungskräftewechsel reflektieren** Der von der Shell RR gemäß der Unterlage „Rheinland: Verweildauer auf der Position - Regelung/Klarstellung“ angestrebte reflektierte Umgang mit der Shell Policy zum vier- bis sechsjährigen Wechsel von außertariflichen Mitarbeitern sollte weiter verfolgt und in der Personalpolitik für den Standort verankert werden.
8E2	**Optimierungsmöglichkeiten bei Führungskräftewechsel prüfen** Bei Führungspositionen mit hohem Bedarf an spezifischen Fachkenntnissen sollten Optimierungsmöglichkeiten bei der Einarbeitung, z. B. durch angemessene Überlappungszeiten alter und neuer Stelleninhaber oder durch geeignete Tandemlösungen genutzt werden. Die von Shell RR bereits eingeleiteten Bestrebungen, Stellen frühzeitiger auszuschreiben, sollten in diesem Sinne weiter verfolgt werden. Außerdem sollten personelle Wechsel in Führungspositionen in den Betrieben möglichst nicht vor Turnarounds erfolgen.
8E3	**Umfassende Einarbeitung sicherstellen** Die Aufgaben in der Shell RR erfordern in vielen Bereichen ein hohes Maß an Qualifikation und spezifischen Fachkenntnissen. Daher sollte auch bei hoher Arbeitsbelastung in den Organisationseinheiten sichergestellt werden, dass eine umfassende Einarbeitung von neuen Mitarbeitern und bei Änderungen von Tätigkeiten und Zuständigkeiten erfolgt.
8E4	**Definition von Vertretungsregelungen** Für alle Führungspositionen sollten klare Vertretungsregelungen, insbesondere für den Fall ungeplanter Abwesenheiten, definiert werden, wobei die Vertretung möglichst durch Personal innerhalb der jeweiligen Organisationseinheit gewährleistet werden sollte. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass aus den Regelungen im Organisationshandbuch zur Delegation der Verantwortung von der Raffinerie Direktion bis zum PU Manager nicht hervorgeht, wie im Vertretungsfall die Betreiberverantwortungen formal zugewiesen sind. Entsprechende Regelungen sind zu treffen.
9E1	**FIM und FAM als zentrale Tools für definierte Aktionen konsequent nutzen** In der Shell Rheinland Raffinerie existiert ein komplexes System verschiedener Software-Tools zur Nachverfolgung und ggf. Priorisierung von Aktionen. In der Anwendung ist sicherzustellen, dass eine zentrale Erfassung aller relevanten Aktionen in FIM bzw. FAM erfolgt, unabhängig davon, aus welchem Anlass sie resultieren. Es ist möglichst eindeutig zu regeln, wann Aktionen in FIM bzw. FAM erfasst werden (bspw. Aktionen aus Untersuchungen nach §29a BImSchG) und welchem Datenbankteil (FIM oder FAM) sie jeweils zuzuordnen sind.

Nr.	Empfehlungen (E)
9E2	**Klare Festlegungen zum Mindestumfang von Untersuchungen in Abhängigkeit der RAM-Einstufung treffen** Während der Shell Standard DSM-0525001-ST klare Vorgaben zur Durchführung von Causal Learning-Untersuchungen der Stufe 2 bzw. 3 in Abhängigkeit der RAM-Einstufung eines Ereignisses macht, werden in der VA-1-007F zunächst nur erste Ursachenanalysen strikt gefordert und für die Durchführung weitergehender Untersuchungen die Einzelfall-entscheidung des SLT vorgesehen. Diese Flexibilität hinsichtlich des erforderlichen Unter-suchungsumfangs ist bei niedrigen RAM-Einstufungen sinnvoll, für Ereignisse mit hoher RAM-Einstufung ist hingegen der in DSM-0525001-ST festgelegte Untersuchungsumfang eindeutig als Mindestanforderung in den Anweisungen der Shell RR zu verankern.
9E3	**Umsetzung des globalen Shell Standards DSM-0525002-ST „Causal Learning“ in der Shell Rheinland Raffinerie regeln** Die Shell Rheinland Raffinerie verfügt nicht über eine eigene Verfahrens- oder Werksan-weisung zur Umsetzung des globalen Shell Standards DSM-0525002-ST. Es wird daher empfohlen, lokale Vorgaben zur Umsetzung des Globalen Shell Standards DSM DSM-0525002-ST in der Shell Rheinland Raffinerie zu erstellen.
10E1	**Erfassung von Potenziellen Ereignissen sowie Beinahe Unfällen in FIM klarer regeln** Es hat sich gezeigt, dass die Schwelle derjenigen Ereignisse, die noch in FIM erfasst werden sollen, unterschiedlich gesehen wird. Hinsichtlich einer späteren einheitlichen und zielfüh-renden Auswertung von Potenziellen Ereignissen sowie Beinahe Unfällen ist es wesentlich, bei allen Prozessbeteiligten ein klares Verständnis darüber zu schaffen, welche Ereignisse noch in FIM erfasst werden sollen und welche Ereignisse für die an FIM angelagerten Pro-zesse nicht mehr relevant sind. Es erfolgen Eintragungen von technischen Störungen bzw. Ausfällen auch in das Schichtbuch bzw. in die SAP-Datenbank. Es wird empfohlen, die Ab-grenzung zur FIM Datenbank auch hier genauer zu spezifizieren, und zu prüfen, in wieweit Einträge in Schichtbuch/SAP zur systematischen Auswertung von Betriebserfahrung mit herangezogen werden können.
10E2	**Verwendung von FIM-Einträgen (z.B. für Trendanalysen) klarer in PUs kommunizieren und Auswertungen kontinuierlich weiterentwickeln** Verschiedene Kenngrößen werden im zeitlichen Verlauf auf Basis der Einträge in FIM aus-gewertet und somit die Möglichkeit geschaffen, frühzeitig auf Trends zu reagieren. Die Nutzung der Daten in FIM zur Trendverfolgung ist in den PUs (unterhalb der Ebene der PUMAS/PSUs) jedoch weitgehend unbekannt. Dies kann dazu führen, dass die für Trenda-nalysen notwendigen bzw. sinnvollen Angaben in FIM durch die Mitarbeiter in den PUs nicht oder nicht systematisch genug vorgenommen werden. Eine stärkere Kommunikation der Nutzung von FIM in die PUs hinein ist zu empfehlen. Darüber hinaus sollte die Nutzung von FIM für Trendanalysen regelmäßig überprüft und ggf. erweitert werden. Weiterhin sollte das Meldeverhalten in den PUs regelmäßig analysiert und erforderlicher Anpas-sungsbedarf in die PUs hinein kommuniziert werden.
11E1	**QHSE Einbindung bei der Auswahl von Kontraktoren** Eine HSSE Stelle ist gemäß global Shell Prozess Green Banding in das Partnerfirmen-Management eingebunden. Die QHSE Einbindung in der RR sollte auch formal in der VA-5-054A (als zentrale Anweisung für das Partnerfirmen-Management) definiert werden. Es ist dadurch sicherzustellen, dass die entsprechende QHSE-Bewertung der in Frage kommen-den Kontraktoren in den Auswahlprozess einfließt.
11E2	**Betriebsaufsicht in der Arbeitsliste konsequent angeben** Die Betriebsaufsicht sollte auch in der Arbeitsscheinliste immer angegeben werden, damit Dritte im Betrieb sich darüber informieren können, wer die entsprechende Betriebsauf-sicht führt.

Nr.	Empfehlungen (E)
11E3	**Referenzen auf den Arbeitserlaubnisscheinen optimieren** Auf der allgemeinen Arbeitserlaubnis sind Referenzen auf die dazugehörigen Ergänzungsformulare nicht immer durchgängig bzw. an der richtigen Stelle angegeben. In einigen Fällen wird die Referenz auf das Ergänzungsformular zur erneuten Freigabe zwar im Kopf des Arbeitserlaubnisscheines in Zeile 6 vermerkt, in der zusätzlich bei dessen Einsatz notwendiger Zeile 25 dann aber nicht nochmals referenziert. Dies kann insbesondere dann zu Problemen führen, wenn die freigebende Stelle nicht mit der anlegenden Stelle übereinstimmt, da in diesem Fall für den Freizeichner nicht auf den ersten Blick ersichtlich ist, welche zusätzlichen Erlaubnisse mit der Arbeitsgenehmigung zusammenhängen. Ebenfalls erfolgt die Referenzierung auf die Felder „Ergänzungsformular für Einzelfreigaben“ und „Ergänzungsformular“ nicht einheitlich. Die Betriebe sollten sicherstellen, dass die Arbeitserlaubnisscheine einheitlich und vollständig ausgefüllt werden.
11E4	**Freimessungen bei Befahr-Erlaubnissen sicherstellen** Bei der Prüfung einer Stichprobe von Arbeitserlaubnissen wurde in einem Fall festgestellt, dass die Freimessung im Rahmen einer Befahr-Erlaubnis einer Baugrube und damit die Befahrung selbst nicht innerhalb des Gültigkeitszeitraums der Befahr-Erlaubnis durchgeführt wurde, d.h. die Befahrung wurde in diesem Fall offensichtlich ohne gültige Erlaubnis durchgeführt. Es ist sicher zu stellen, dass Freimessungen immer im Gültigkeitszeitraum der Befahr-Erlaubnis stattfinden, um sicherzustellen, dass die Bedingungen für die Freimessungen gegeben sind.
11E5	**Information über Anlagenzustand bei elektrischen Arbeiten verbessern** Es sollte sichergestellt werden, dass elektrische Arbeiten (z.B. an elektrischen Begleitheizungen) von den entsprechenden Fachabteilungen bewertet werden und die Arbeitserlaubnis einen Verweis auf den Sicherungsschein erhält. Zwar enthält die Arbeitserlaubnis ein entsprechendes Feld für den Verweis, welches jedoch nicht flächendeckend verwendet wird. Es ist daher zu überlegen, die Verweismöglichkeit auf den Sicherungsschein in der Arbeitserlaubnis bei den Ergänzungsformularen anzugeben (und nicht wie bisher im Bereich Anlagenzustand). Darüber hinaus ist zu prüfen, ob dem Arbeiter der Zustand des Systems an dem elektrische Arbeiten durchzuführen sind, also beispielsweise der Stoff in einer Rohrleitung an der die elektrische Begleitheizung repariert werden soll, mitzuteilen ist, um die vorhandenen Gefahren darzustellen.
11E6	**4W-Vor-Ort-Betrachtung im Arbeitserlaubnisscheinwesen konsistent nutzen** Die Arbeitserlaubnisscheine enthalten einen Bereich, in dem explizit anlagenbezogene Sicherheitsmaßnahmen aufgeführt werden. In einigen Arbeitserlaubnisscheinen wird die 4W-Vor-Ort-Karte als zusätzliche Sicherheitsmaßnahme in Zeile 20 vorgesehen. Die 4W-Vor-Ort-Karte ist allerdings ein obligatorisches prozessuales Arbeitsmittel, das vor Arbeitsbeginn genutzt werden muss, um bis zu diesem Zeitpunkt nicht erkannte Risiken durch entsprechende Maßnahmen abzudecken. Als prozessuale Maßnahme passt die 4W-Vor-Ort-Karte auch inhaltlich nicht in den Bereich der anlagenbezogenen Sicherheitsmaßnahmen. Es ist daher zu überlegen eine Erinnerung an die 4W-Vor-Ort-Karte generell in die Formatvorlage der Arbeitserlaubnisscheine zu integrieren (ohne Checkbox sondern als Statement) oder diese konsistent im Rahmen der Erstellung als obligatorisch anzusehen und nicht einzeln zu fordern.
11E7	**Fachgewerkskoordinatoren bekannt machen** Durch das Outsourcing der Aufgaben von Fachgewerkskoordinatoren wird die Steuerung und Kontrolle der von Partnerfirmenerbrachten Leistungen in der RR erschwert. Die Wiedereinführung von internen „Fachgewerkskoordinatoren“ sollte daher geprüft werden, alternativ sollten die fachlichen und koordinativen Stellen, die deren Arbeit aktuell übernehmen umfassend bekannt gemacht werden.

Nr.	Empfehlungen (E)
11E8	**Erweiterte Einbindung bei der Bewertung der Leistungsfähigkeit von Kontraktoren verbessern** Die OMCs und DFOs, mit denen im Rahmen der Überprüfung Gespräche geführt worden sind, waren nicht an der Bewertung der Kontraktoren beteiligt. Dies kann dazu führen, dass in Betrieben Kontraktoren, die über viele Jahre gute und sichere Arbeit geleistet haben, durch den Bewertungs- und Einkaufsprozess nicht mehr unter Vertrag genommen werden, weil keine umfassende Bewertung für Sie vorliegt. Eine Einbindung der Beteiligten am Bewertungsprozess ist zwar theoretisch möglich, wird aber praktisch kaum genutzt. Die Einbindung sollte verbessert werden, um eine nachhaltige und gute Zusammenarbeit zwischen Betrieb und Kontraktoren schon im Auswahlprozess vorzubereiten.
11E9	**Gefährdungsbeurteilungen PU-übergreifend harmonisieren:** Die Entscheidung, wann welche Gefährdungsbeurteilung zu erstellen ist (Arbeitserlaubnisschein allein ausreichend, hinzuziehen PU-eigener Beurteilungen, Beurteilung durch den Kontraktor, gemeinsame Beurteilung durch Kontraktor und PU), war im Rahmen der Vor Ort Begehung nicht klar ersichtlich. Es sollte klar festgelegt werden (bspw. über eine RAM-Einstufung der durchzuführenden Arbeiten wie sie gemäß WA-2-165 vorgeschrieben ist), wann welche Gefährdungsbeurteilung durchzuführen ist. Dies würde den Prozess über die PUs hinweg harmonisieren und auch den Erfahrungsaustausch vereinfachen (in diesem Zusammenhang könnte auch eine Harmonisierung der Formatvorlagen angestoßen werden, um PU-eigene Gefährdungsbeurteilungen auch anderen PUs einfach zur Verfügung stellen zu können).
11E10	**Lessons Learned bei Gefährdungsbeurteilungen weiter ausbauen:** Neben der Festlegung des Umfangs der Gefährdungsbeurteilungen haben einzelne PUs bereits angefangen, für besondere Tätigkeiten (bspw. Arbeiten mit Trennschleifern) spezifische Gefährdungsbeurteilungen aufzubauen, um auf bekannte Gefahren und „Lessons Learned“ hinzuweisen. Es ist zu prüfen, ob die gesamte RR davon profitieren könnte, wenn derartige Kenntnisse im Rahmen eines strukturierten „Lessons Learned“-Prozesses beispielsweise über den OMC-Focal-Point an alle PUs verteilt werden würden. Sofern dies als sinnvoll erachtet wird, ist ein entsprechender Prozess zu implementieren.
12E1	**RCM-Entscheidungskriterien (EK) für interne Prüfmaßnahmen prüfen** Das Entscheidungskriterium für die Durchführungen von internen Prüfmaßnahmen basiert auf dem Maintenance Efficiency Index, der die Nichtverfügbarkeitskosten und die Verfügbarkeitskosten in Relation stellt. Damit geht das RCM Entscheidungskriterium auf die monetären Folgen eines Anlagenausfalls ein, berücksichtigt aber keine sicherheitstechnischen Konsequenzen. In der Folge ist nachzuweisen, dass die nach diesem Entscheidungskriterium verfügbarkeitsoptimierte Anlage auch dem Ziel der RCM aus der VA-4-551A entspricht und damit auch eine *sichere* Anlage mit niedrigeren Betriebskosten ist (Absatz 3.2.1 der VA). Sofern die Aspekte der Sicherheitstechnik in den Gefahrenanalysen berücksichtigt werden sollen, ist der RCM Prozess und die Gefahrenanalyse zu verbinden.
12E2	**Implementierung von S-RBI in RR vorantreiben** Das bei Shell praktizierte S-RBI basiert auf den gemessenen und berechneten Korrosionsraten und einer darauf aufbauenden Risikoeinstufung. Das Ergebnis von S-RBI kann daher als zusätzliche Entscheidungsgrundlage für die Anpassung von Inspektionsintervallen genutzt werden. Eine lokale, offiziell freigegebene Anweisung für die Umsetzung von S-RBI in RR existiert allerdings noch nicht. Es wird empfohlen S-RBI als wichtigen Baustein des technischen Sicherheitsmanagementsystems offiziell in die Sicherheitsmanagementsystem-Prozesse der RR einzubinden und damit die Transparenz der Methodik zu verbessern (u.a. klare Beschreibung der Randbedingungen und Annahmen).

Nr.	Empfehlungen (E)
12E3	**Konsistente Anwendung von S-RBI sicherstellen** Die Ergebnisse von S-RBI hängen in hohem Maße von den S-RBI Workshops und der Teamzusammensetzung ab. Die RR stellt über einen Qualifizierungsprozess für Korrosionsingenieure sicher, dass die Methodik bei allen Studien einheitlich angewendet wird. Durch einen starken und kontinuierlichen Austausch zwischen den S-RBI Workshop-Leitern sollte sichergestellt werden, dass die Interpretation und Auslegung von Randbedingungen, Datengrundlagen, Risikoeinstufungen und Korrosionsmechanismen, etc. möglichst einheitlich geschieht.
12E4	**Verknüpfung von RCM und S-RBI** RCM und S-RBI sind jeweils eigenständige Methoden zur Bedarfsermittlung, die im gewissen Umfang durchaus auch konkurrierend nebeneinander laufen. Es wird empfohlen, die beiden Vorgehensweisen stärker aufeinander abzustimmen, zumal sie letztlich beide risikoorientierte Methoden sind. Es sollte überlegt werden, die beiden Methoden zusammenzuführen und damit eine einheitliche Vorgehensweise zur Bedarfsermittlung für alle Instandhaltungsmaßnahmen (Inspektionen, Wartungsmaßnahmen, Ersatzteilhaltung usw.) zu entwickeln. Dabei sind neben der Sicherheit und der Anlagenverfügbarkeit auch Umweltaspekte stärker zu berücksichtigen.
12E5	**Festlegung der Zahl der Prüfpunkte mit statistischen Methoden validieren** Im Rahmen der Revision der Prüfprogramme insbesondere bei Rohrleitungen wurde die Zahl der Prüfpunkte deutlich erhöht. Die jetzt vorgenommene Erhöhung kann in ihrem Umfang nicht nachvollzogen werden. Es wird daher empfohlen, mit Hilfe geeigneter statistischer Methoden nachzuweisen, dass Anzahl und Lokalisierung der ausgewählten Prüfpunkte zu statistisch validen Aussagen über den Schädigungszustand von Equipments und Rohrleitungen führt („statistische Prüfplanung“).
12E6	**Rolle des Senior-Inspektors im PLT klarer definieren** Als Mitarbeiter der Inspektion ist der Senior-Inspektor für die Initiierung und die Durchführung aller gesetzlich erforderlichen Inspektionsarbeiten an überwachungspflichtigem Equipment mit Festlegung der Prüftermine und deren Überwachung verantwortlich. Das PLT (Produktion Leadership Team), in dem er Mitglied ist, hat den Auftrag eine nachhaltige wirtschaftliches Maximierung des Durchsatzes innerhalb des Operating Windows zu erreichen. Es wird empfohlen, den aus beiden Funktionen evtl. entstehenden Interessenkonflikt unter Betonung der Betriebssicherheit in den jeweiligen PLTs zu adressieren
13/14E1	**Sicherstellung des externen Prüfumfangs und Anpassung an ein ggf. geändertes Regelwerk** Es ist sicherzustellen, dass der Prüfumfang in allen Anlagen bei Änderungen des Regelwerks im Rahmen der dafür eingeräumten Fristen an die geänderte Situation angepasst wird. Zu diesem Zweck muss der Kenntnisstand über das anzuwendende Regelwerk auf dem Laufenden gehalten werden. Die dafür zuständigen Stellen bei Shell sollten benannt und durch entsprechende Vorgaben und Einweisungen mit ihren Aufgaben vertraut gemacht werden.
13/14E2	**Entflechtung von Prüftätigkeiten, Gefahrenanalysen und gutachterlichen Tätigkeiten nach §29a BImSchG und VAwS durch den TÜV Rheinland** Der TÜV Rheinland hat für die RR eine Vielzahl von Tätigkeiten übernommen (Gefahrenanalysen (ROGAs), externe Prüfungen gemäß BetrSichV und VAwS, Begutachtungen von Schadenfällen als bekanntgegebener Sachverständiger gemäß § 29a BImSchG und zukünftig auch die Sicherstellung der Konformität mit dem Gesetz- und Regelwerk). Dies kann zu Interessenskonflikten führen und sollte entsprechend dem § 8 der 41. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes "Unabhängigkeit von Sachverständigen" vermieden werden. Hier sollten möglichst bald Alternativen gesucht werden.

Nr.	Empfehlungen (E)
13/14E3	**Ausreichende Schulungen der Shell-Inspektoren sicherstellen** Die neu in ihre Position startenden Inspektoren (und insbesondere die Senior-Inspektoren) sollten durch ausreichende Schulungen mit entsprechenden jährlichen Aktualisierungen in ausreichendem Zeitumfang, der über das aktuelle Maß hinausgeht, für ihre Arbeiten vorbereitet werden.
13/14E4	**Transparenz der Prüfaufträge an den TÜV verbessern** Die derzeit vorliegenden Informationen über die Prüfaufträge an den TÜV sind nicht ausreichend. Sie können bestenfalls als Preislisten interpretiert werden, sind aber auf keinen Fall klare Prüfaufträge. Es wird daher empfohlen, die Prüfaufträge sowohl im Hinblick auf die Beschreibung des Umfangs als auch im Hinblick auf die erforderlichen Ergebnisse klar zu beschreiben und zu dokumentieren, um einen Nachweis für den erteilten Auftrag zu haben.
13/14E5	**Dokumentation der externen Prüfungen weiter optimieren** Prüfzeugnisse bzw. Prüfberichte der externen Sachverständigen-Prüfungen des TÜV Rheinland waren in der Vergangenheit zum Teil als Ankreuzsystem aufgebaut, so dass ein Nachvollziehen der Vollständigkeit der durchgeführten Prüfungen und deren Zuordnung zu den jeweiligen Rechtsgrundlagen erschwert waren. Es wird empfohlen die Dokumentationsform der Prüfzeugnisse und Prüfberichte im Hinblick auf die zum 1. Juni 2015 in Kraft tretende neue BetrSichV so zu wählen, dass eine klare Zuordnung zu der Rechtsgrundlage gewährleistet ist. Prüflisten einschließlich der Prüfintervalle sollten jeweils bezogen auf ein bestimmtes Gesetz (bzw. Verordnung, Richtlinie usw.) dokumentiert werden.
13/14E6	**VAwS-Prüfungen verbessern** Die Betriebe sollten über die in Wesseling und Godorf zur Verfügung stehenden internen Shell VAwS-Informationsstellen informiert werden, damit Anfragen oder spezielle Fragestellungen der Betriebe zielgerichtet bearbeitet werden können.
15E1	**Proaktive Instandhaltungsplanung weiter ausbauen** **Siehe Empfehlung 12E2** Die Vorgabe von Inspektions- und Wartungsintervallen auf der Grundlage von wenigen vorliegenden Daten kann bei Bauteilen mit wenig bekanntem Ausfallverhalten unter Umständen nicht ausreichen, um den Ausfall und damit ggf. auch Gefahrstofffreisetzungen zu verhindern. In Fällen, in denen diese Gefahr besteht, d.h. insbesondere dann, wenn die Designanforderungen aufgrund der nicht abschätzbaren Schädigungsprozesse (Korrosion usw.) nicht klar zu spezifizieren sind, wird daher empfohlen, eine Inspektionsstrategie zu entwickeln, die einen kritischen Schädigungszustand rechtzeitig feststellen kann. Es sollte geprüft werden, ob das seit ca. 2000 in der RR praktizierte S-RBI für diese Zwecke genutzt werden kann (siehe 12E2).
15E2	**Bessere Abstimmung von RCM und RBI aufeinander** Siehe Empfehlung 12E4 Über diese Empfehlung hinaus sollte auch in den Betrieben daran gearbeitet werden, eine größere Vertrautheit der Mitarbeiter mit den neuen Vorgehensweisen und ihrer Begründung durch RCM und RBI zu erreichen.
17E1	**Verbesserung der Kontakte zu den öffentlichen Feuerwehren** Der Informationsfluss bei verschiedenen Ereignissen entsprach nicht den Erwartungen der öffentlichen Feuerwehren. Die Kontakte zu den öffentlichen Feuerwehren und Gefahrenabwehrbehörden sollten daher über die bereits hinsichtlich der Berufsfeuerwehr Köln ergriffenen Maßnahmen hinaus intensiviert werden.

Nr.	Empfehlungen (E)
17E2	**Berücksichtigung weiterer Szenarien in den Alarmierungs- und Gefahrenabwehrplänen** In den Alarmierungs- und Gefahrenabwehrplänen RR Nord und RR Süd ist der Großbrand als einziges Szenario mit Auswirkungen außerhalb des Betriebsbereichs abgehandelt. Es wird empfohlen, weitere Szenarien wie z.B. größere Emissionen von Schwefelwasserstoff und Ammoniak ebenfalls aufzunehmen.
17E3	**Einbindung besonders sensibler Objekte in die Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation** In der unmittelbaren Nachbarschaft der Rheinland Raffinerie sind verschiedene besonders sensible Objekte (z.B. Flüchtlingswohnheim, Verbrauchermärkte). Wenngleich für deren Warnung die öffentliche Gefahrenabwehr zuständig ist, wird empfohlen, dass die RR mit der öffentlichen Gefahrenabwehr und ggf. den benachbarten Unternehmen eine Prüfung initiiert, ob eine spezifische Einbindung dieser sensiblen Objekte in die Alarm- und Gefahrenabwehrorganisation der RR (ggf. auch anderer Unternehmen) sinnvoll ist (z.B. Warnung, Schulung).
17E4	**Professionalisierung der Notfallmanager** Für eine professionelle Reaktion auf gravierendere Ereignisse sind die RR - Notfallmanager insbesondere in der A1-Funktion von besonderer Bedeutung. Deren Ausbildung und Training sollte intensiviert und die Häufigkeit von Stabsübungen erhöht werden.
17E5	**Verbesserungen der Krisenkommunikation ausbauen und stabilisieren** Die Krisenkommunikation der Rheinland Raffinerie ist bei den Ereignissen der letzten Jahre erheblich kritisiert worden. Die aktuell erkennbare Änderung der Krisenkommunikation (offener, proaktiver) muss fester Bestandteil der Unternehmenskultur werden. Dieses Umdenken muss von der Raffinerieleitung dauerhaft, nachdrücklich und sichtbar gefördert werden.
17E6	**Bearbeitung von Nachbarschaftsbeschwerden weiter verbessern** Die Grundlage für ein Vertrauensverhältnis mit Nachbarn und Medien wird ganz wesentlich auch durch den Umgang mit Beschwerden und Anregungen hinsichtlich Lärm und Gerüchen gelegt. Hier gibt es nach überwiegender Auffassung der Nachbarn erheblichen Verbesserungsbedarf. Die Praxis einiger Betriebs-Schicht-Leiter, Beschwerdeführer zeitnah persönlich aufzusuchen, sollte weiter gefördert werden. Falls dies nicht möglich ist, sollte dies den Anrufern gegenüber begründet werden. Es wird empfohlen, mit den benachbarten Unternehmen Strukturen aufzubauen, um auf Nachbarschaftsbeschwerden rasch gemeinsam und abgestimmt reagieren zu können. Für die eigenen Betriebsbereiche sollte die Rheinland Raffinerie prüfen, ob für die begrenzte Zahl der für Nachbarschaftsbeschwerden verantwortlichen Stoffe Messstellen mit Alarmgebung eingerichtet werden können.

Anlagen:

Anlage 1: Prüfungspunkte
Anlage 2: Informationen zu den Gutachtern
Anlage 3: Glossar (nicht Bestandteil der Entwurfsfassung)

Anlage 1 Prüfungspunkte

Prüfungspunkte Shell – Untersuchung

Untersuchungsinhalte	DNV	Öko-Institut	Jochum
1. Inhaltliche Prüfung der Sicherheitsberichte der Betriebsbereiche Godorf und Wesseling und der Abgleich mit der tatsächlichen Umsetzung.	**Federführend**	Überblick verschaffen wg. Schnittstellen zu eigenen Themen	Überblick verschaffen
2. Untersuchung des Sicherheitsmanagementsystems beider Standorte, incl. der Connect Pipeline und der gemeinsamen Schnittstellen (Anhang III StörfallV).	Überblick verschaffen wg. Schnittstellen zu eigenen Themen	**Federführend**	Überblick verschaffen
3. Untersuchung der Dokumentationen entsprechend den Vorgaben des Managementsystems.		**Federführend**	
4. Auswertung der Untersuchungsberichte von Sachverständigen nach § 29b BImSchG zu den Ereignissen an beiden Standorten ab 2000 (einschließlich des Brandes in der Raffinerie 2 (Anlage 3200) in Godorf am 23.03.2000) im Hinblick auf identische systematische Fehler.	Mit Fokus auf eigene Themen	Mit Fokus auf eigene Themen	Mit Fokus auf eigene Themen
5. Festlegung des weiteren Untersuchungsumfangs incl. Untersuchungstiefe, basierend auf der Grundlage der Ergebnisse von Ziffer 1. – 4. und zu den nachfolgenden Fragestellungen bzw. Schwerpunkten.	Für eigene Themen	Für eigene Themen	**federführend**
1. Zwischenbericht	Entwurf für eigene Themen	Entwurf für eigene Themen	**federführend**

Vorläufige Festlegung			
Untersuchungsinhalte	**DNV**	**Öko-Institut**	**Jochum**
6. Überprüfung, inwieweit die Umsetzung des Standes der Sicherheitstechnik aufgrund gesetzlicher Vorgaben, technischer Regelwerke und sonstigen Erkenntnisquellen unter Einbeziehung der Bereitstellung der erforderlichen Mittel durch das Management gesteuert wird.		**Federführend**	
7. Überprüfung des Change Managements (technisch) und der damit geregelten Verfahren zur Freigabe der Inbetriebnahmen.	**Federführend**		
7a. Überprüfung des „Management of Organisational Change“		**Federführend**	
8. Überprüfungen der Managementvorgaben zum Thema „Lernen aus Ereignissen“ im Hinblick auf die Umsetzung der Schlussfolgerungen aus den Ereignisanalysen.		**Federführend**	
9. Prüfung des internen Berichtssystems im Hinblick auf die Erfassung und Auswertung von Ereignissen/Betriebsstörungen unterhalb der Meldeschwellen nach Anhang VI der Störfall-Verordnung (Beinahe-Ereignisse).		**Federführend**	
10. Überprüfung der Beauftragung von Fremdfirmen im Hinblick auf die Aufgabenübertragung, Auswahlkriterien und die Sicherstellung der Sicherheitsanforderungen.	**Federführend**		
11. Überprüfungen des Prüfmanagements für die internen Prüfungen im Hinblick auf die Festlegung des Prüfumfangs, der Prüffristen, der Einhaltung der Prüffristen und der Durchführung der Prüfungen sowie die Dokumentation und Berichterstattung der Prüfergebnisse.	**Federführend**		

Untersuchungsinhalte	DNV	Öko-Institut	Jochum
12. Überprüfung des Prüfmanagement für die externen Prüfungen im Hinblick auf die Beauftragung der erforderlichen Prüfungen und Nachprüfungen, die Durchführung und die Berichterstattung der Prüfergebnisse.	**Federführend**		
13. Untersuchung der Zusammenarbeit der internen Prüforganisation mit den externen zugelassenen Überwachungsstellen (ZÜS) und Sachverständigen nach VAwS bezüglich der Beauftragung, Prüfungsdurchführung und der objektiven Bewertung der Prüfergebnisse.	**Federführend**		
14. Untersuchung der Wartung und Instandhaltung zu der Fragestellung einer ausreichenden Ausstattung, sach- und termingerechten Durchführung, insbesondere der Maßnahmen zur Beseitigung der Mängel, die bei Prüfungen festgestellt wurden. Bewertung der hierfür zur Verfügung stehenden Investitionen.	**Federführend**		
15. Überprüfung des Qualitätsmanagementsystems zu sicherheitsrelevanten Regelungsinhalten.		**Federführend**	
16. Überprüfung des Kommunikations-/Krisenmanagements einschließlich des Alarmmanagements und der Zusammenarbeit der Werkfeuerwehr mit anderen Feuerwehren.			**Federführend**
18. Bewertung der Sicherheitskultur		**Federführend**	
19. Benchmark mit anderen Standorten (als Resümee der Einzelthemen)	Mit Fokus auf eigene Themen	Mit Fokus auf eigene Themen	Mit Fokus auf eigene Themen

Prüfpunkte in kursiver Schrift gehen über die Ordnungsverfügung hinaus

Anlage 2: Informationen zu den Gutachtern

Prof. Dr. Christian Jochum (hauptverantwortlicher Gutachter)

- Studium der Chemie
- Bis 1997 Hoechst AG, zuletzt Leiter der Sicherheitsabteilung
- Seit 1997 Unternehmensberater
- 2007 – 2013 Director of Centre des European Process Safety Centre
- Seit 1992 Vorsitzender bzw. stv. Vorsitzender der Kommission für Anlagensicherheit (früher Störfallkommission) beim Bundesministerium für Umwelt

DNV GL

DNV GL ist mit ca. 16.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern an 300 Standorten in mehr als 100 Ländern vertreten mit folgenden, für diese Überprüfung relevanten, Schwerpunkten:

- weltweit führender und unabhängiger Anbieter von Dienstleistungen in den Bereichen Risikomanagement, technische Beratung und technische Sicherheit für die Öl- und Gasindustrie
- weltweit führender Anbieter von Software für das Risikomanagement und die Verbesserung des Anlagenbetriebs in der Energie-, Prozess und Maritimen Industrie
- eines der weltweit führenden Zertifizierungsunternehmen für Managementsysteme

An dieser Überprüfung arbeiten insbesondere mit:

Dr. Jürgen Hofmann (Projektleitung DNV GL)

- Studium der Physik und Mathematik an der J.W. Goethe Universität, Frankfurt a.M.
- Mehr als 20 Jahre Erfahrung in der Durchführung von qualititativen und quantitativen Risikoanalysen (u.a. HAZOP, QRA, LOPA Studien) für chemische und petrochemische Anlagen
- Ständiges Mitglied der DECHEMA ProcessNet Arbeitsgruppe “Risikomanagement”

Dipl.-Ing. Carsten Weid

- Studium der Technischen Chemie an der TU Berlin
- Seit 2008 DNV GL Berater und tätig für chemische und petrochemische Betriebe
- Durchführung von HAZOPs und QRAs, Experte im Bereich Risikobasierter Instandhaltung

Dipl.-Ing. Christoph Schmidt

- Studium der Technischen Chemie an der TU Berlin
- Seit 2009 DNV GL Berater und tätig für chemische und petrochemische Betriebe
- Durchführung von Sicherheitsaudits (“ISRS”), HAZOPs und QRAs

Im Auftrag für DNV GL arbeiten an dem Gutachten mit:

Dipl.-Ing. Friedhelm Haumann

- Seit 18 Jahren Sachverständiger nach § 29a BImSchG
- Begutachtung nach § 29a BImSchG von bestehenden verfahrenstechnischen Anlagen und Lägern, z.B. Raffinerien, chemische und petrochemische Anlagen, Lageranlagen für brennbare Flüssigkeiten, hochentzündliche Gase sowie Gebindeläger

Dipl.-Ing. Rainer Keese

- Öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger für Genehmigungsverfahren im Umweltbereich
- VAwS-Sachverständiger
- Wiederkehrenden Überprüfungen bestehender VAwS-Anlagen (Tanks, Lagerflächen), von LAU- und HBV-Anlagen

Dipl.-Ing. Jean Falk

- Mehrjährige Praxis in einer Umweltbehörde
- Schwerpunkte: Genehmigungsverfahren
- Sachverständiger für vorbeugenden Brandschutz

Öko–Institut

Das Öko-Institut e.V. ist eine der europaweit führenden, unabhängigen Forschungs- und Beratungseinrichtungen für eine nachhaltige Zukunft. Mit ca. 145 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern (darunter über 100 Wissenschaftler) werden mehr als 300 nationale und internationale Projekte und Kooperationen jährlich durchgeführt. An dieser Überprüfung arbeiten insbesondere folgende Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Institutsbereichs Nukleartechnik & Anlagensicherheit mit:

Dipl.-Ing. Stephan Kurth (Projektleitung Öko-Institut)

- Studium der Anlagen- und Verfahrenstechnik
- Themen: Anlagensicherheit und Systemanalysen (Nuklear, Chemie), Auswertung von Ereignissen und sonstiger Betriebserfahrung, Sicherheitsorganisation/Sicherheitsmanagement
- Mitglied im Ausschuss Reaktorbetrieb der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) und in der Kommission für Anlagensicherheit des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

Dr. Christoph Pistner

- Studium und Promotion in Physik an der Technischen Universität Darmstadt
- Themenfelder: Anlagensicherheit und Systemanalyse, Ereignisauswertung, Anlageninterner Notfallschutz, Betriebsführung, -abläufe
- Mitglied im Ausschuss Anlagen- und Systemtechnik der RSK und im Facharbeitskreis Probabilistische Sicherheitsanalysen des BMUB

Dipl.-Ing. Beate Kallenbach-Herbert

- Studium des Maschinenbaus, Fachrichtung Konstruktion an der Berufsakademie Mannheim
- Themen: Entsorgung und Rückbau, Sicherheitsmanagement und Sicherheitskultur, Umweltverträglichkeit, Beteiligungsprozesse/Governance
- Mitglied in der Entsorgungskommission (ESK) des BMUB sowie des Ausschusses Abfallkonditionierung, Transporte und Zwischenlagerung (AZ) der ESK

Anlage 3: Glossar

Begriff	Erläuterung
Audits	Audits sind Führungsinstrumente im Management, mit denen Schwachstellen aufgezeigt und Verbesserungspotenziale aufgedeckt werden können. Audits untersuchen, ob die Prozesse alle Anforderungen erfüllen. Sie werden von geschulten bzw. qualifizierten Auditoren durchgeführt.
Causal Learning (CL)	Die CL-Methode umfasst Techniken und Tools, um auf Grundlage einer Analyse von Ursache-Wirkungs-Zusammenhängen, Ereignisse zu analysieren und Maßnahmen abzuleiten
Fountain Assurance Management (FAM)	System zur Erfassung und Auswertung von Ereignissen sowie der Verfolgung von Aktionen. Als proaktives System dient es der Nachverfolgung von Erkenntnissen und Aktionen (z.B. nach Audits).
Fountain Incident Management (FIM)	System zur Erfassung und Auswertung von Ereignissen sowie der Verfolgung von Aktionen. Als reaktives System dient es der Nachverfolgung von Untersuchungen und daraus resultierenden Aktionen nach Ereignissen.
Hazard and Effects Management Process (HEMP-Prozess)	Globaler Shell-Prozess, der das Herzstück des HSSE-Managementsystems darstellt.
Hazard and Operability Study (HAZOP)	Die HAZOP (im deutschen auch PAAG) ist ein Verfahren zur Untersuchung der Sicherheit von technischen Anlagen. Dabei unterzieht ein Expertenteam aus verschiedenen Fachgebieten unter Anleitung eines Moderators alle Teile einer Anlage einer systematischen Gefahrenanalyse.
Health, Safety, Security and Environment (HSSE)	Unternehmenskonzept zur Sicherstellung der Unternehmensziele „Gesundheit, Sicherheit und Umwelt“.
Layer of Protection Analysis (LOPA)	LOPA ist eine Methode zur quantitativen Risikobewertung und zur Ableitung von Zuverlässigkeitsanforderungen (sog. Safety Integrity Level) an die Sicherheitseinrichtungen in einer Prozessanlage (nach IEC 61551-3)
Loss of Primary Containment (LOPC)	Ein LOPC ist ein Ereignis, bei dem ungewollt und/oder unkontrolliert Gefahrstoffe freigesetzt werden.
Production Unit Manager (PU-Manager)	Verantwortlicher für den ordnungsgemäßen Betrieb einer Produktionseinheit (Anlage oder Betrieb), für die Anlagenintegrität und Anlagensicherheit sowie für die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften.
Quality, Health, Safety & Environment (QHSE)	QHSE ist ein integriertes Managementsystem, das darauf abzielt, sämtliche Projektphasen (Bau, Betrieb und Außerbetriebnahme) einer Anlage hinsichtlich der Anforderungen an Qualität, Umweltauswirkungen und Sicherheit ganzheitlich zu planen, umzusetzen, zu prüfen und zu bewerten.
Reliability Centered Maintenance (RCM)	Zuverlässigkeitsbasierte Instandhaltung (RCM) ist eine Instandhaltungsstrategie, deren Ziel die Erreichung der optimalen Anlagenverfügbarkeit bei vertretbaren Instandhaltungsaufwendungen ist, ohne dass dadurch die Sicherheit beeinträchtigt wird.

Begriff	Erläuterung
Risikobasierte Instandhaltung	Risikobasierte Instandhaltung (RBI) ist eine Instandhaltungsstrategie, deren Ziel es ist, die Instandhaltungsaufwendungen optimal einzusetzen, um hohe Risiken für Personen und die Umwelt zu reduzieren. Dazu wird auf der Grundlage einer Risikobewertung ein Instandhaltungsplan für diejenigen Anlagenteile erstellt, von denen nennenswerte Risiken ausgehen.
Risikomatrix (Shell spezifisch: Risk Assessment Matrix, RAM)	In einer Risikomatrix werden auf den Achsen die Häufigkeit und der Schaden von potenziellen Schadensereignissen aufgetragen, um alle relevanten Schadensereignisse nach ihrem Risiko zu klassifizieren.
ROGA-Methodik	„Risikoorientierte Gefahrenanalyse“ ist ein vom TÜV Rheinland auf der Grundlage von HAZOP und der sog. Risikographen-Methode entwickeltes Verfahren, um die gesetzlichen Anforderungen für den sicheren Betrieb prozesstechnischer Anlagen zu gewährleisten.
Sicherheitsberichte	Nach §9 der 12. BImSchV (Störfall-Verordnung) sind Betreiber verpflichtet, Sicherheitsberichte zu erstellen. Der Sicherheitsbericht enthält mindestens die in Anhang 2 der Verordnung aufgeführten Informationen.
Sicherheitsintegritätslevel (Safety Integrity Level SIL)	SIL ist eine nach dem internationalen Standard IEC-61551-3 festgelegt Zahl (von 1 bis 4), die die erforderliche Zuverlässigkeit einer Sicherheitsfunktion (Safety Instrumented Function SIF) charakterisiert. Aus dem SIL-Level ergeben sich Konstruktionsanforderungen an die jeweilige Sicherheitsfunktion zur Sicherstellung der verlangten Zuverlässigkeit.
Safety Instrumented System (SIS)	Instrumentiertes System, mit dem eine oder mehrere Sicherheitsfunktionen (SIF) implementiert werden. Typischerweise besteht ein SIS aus einem Sensor (der z.B. die Temperatur misst), einer Logikeinheit (die die gemessene Temperatur mit einem Höchstwert vergleicht) und einem finalen Element (z.B. einem Ventil, das bei Überschreiten des Höchstwertes geschlossen wird).
Veränderungsmanagement (Management of Change, MoC)	Unter Veränderungsmanagement lassen sich alle Aufgaben, Maßnahmen und Tätigkeiten zusammenfassen, die eine umfassende, bereichsübergreifende und inhaltlich weitreichende Veränderung in einer Organisation bewirken, planen, durchführen und kontrollieren.